

UNIVERSIDADE DE LISBOA
FACULDADE DE CIÊNCIAS
DEPARTAMENTO DE ENGENHARIA GEOGRÁFICA, GEOFÍSICA E ENERGIA



Agregação de geração de energia elétrica de origem hídrica e eólica num sistema autossuficiente

Pedro Alexandre Borga Miguel Dias

Mestrado Integrado em Engenharia de Energia e do Ambiente

Dissertação orientada por:
Prof. Dr. Maria Manuela Portela Correia dos Santos Ramos da Silva
Prof. Dr. Ana Isabel Lopes Estanqueiro

Agradecimentos

Gostaria de começar por expressar toda a minha gratidão à Prof. Doutora Maria Manuela Portela pela belíssima orientação e todo o seu apoio, empenho, paciência e por todos os ensinamentos que me transmitiu ao longo da realização desta dissertação.

À minha co-orientadora, Prof. Doutora Ana Estanqueiro, por todo o apoio e disponibilidade constante. O meu agradecimento especial por me despertar o interesse pela área científica de operação de redes elétricas com elevadas contribuições de energia renovável variável e pela área da otimização.

À Eng. Ana Rita Machado por toda a sua disponibilidade, paciência e transmissão de conhecimento.

Aos professores da FCUL e profissionais do LNEG por disponibilizarem conhecimento, informação e dados para a realização deste trabalho.

Aos meus amigos, por todos os anos de pura amizade, conhecimento e apoio.

Aos meus pais e irmão, por toda a motivação e apoio ao longo deste percurso.

Resumo

Atualmente, o crescente consumo de eletricidade e o aumento da penetração de energias renováveis nos sistemas electroprodutores são dois fatores essenciais nos cenários de estudo para o futuro dos sistemas eléctricos em todo o mundo. Contudo, algumas fontes de energias renováveis, como o vento, o sol ou os recursos hídricos superficiais, conferem características de não controlabilidade e difícil previsão quanto à disponibilidade das respetivas fontes de energia.

Dado que o princípio de operação estável de um sistema eléctrico obriga a um equilíbrio constante entre a produção e o consumo, ao facto de existir uma grande contribuição deste tipo de fontes de energias renováveis, acresce a dificuldade de gestão do sistema electroprodutor do ponto de vista da segurança e previsão. Torna-se, assim, indispensável a existência de sistemas de reserva convencionais, normalmente à custa de recursos fósseis, que possam ser ativados em períodos de ausência de recurso renovável.

Em face do que antecede, admite-se que a agregação de fontes de energia renováveis que apresentam complementaridade possa ser a resposta para mitigar as dificuldades impostas à elevada penetração das mesmas energias no sistema electroprodutor.

Deste modo, a presente dissertação tem por objetivo proceder à simulação e posterior otimização do funcionamento conjunto de duas centrais hidroelétricas e uma central eólica, por forma a garantir o equilíbrio entre a produção e consumo de potência, minimizando os custos de operação associados.

Palavras-Chave: redes inteligentes, gestão do sistema electroprodutor, energia hidroelétrica, energia eólica, integração de energia renováveis não-despacháveis, sistema autossuficiente.

Abstract

Nowadays, increasing demand for electricity and increased penetration of renewable energies in the power systems are two important factors considered in the study scenarios for the future of the electricity networks around the world. However, some renewable sources, such as wind, solar and surface water resources, are difficult to accurately predict, inducing non-controllable power supplies into the electrical grid.

Since the principle of stable operation of an electrical system requires a constant balance between production and demand, a large contribution from this type of renewable sources increase the difficulty of managing the power system from the security and forecasting point of view. Therefore, conventional reserve systems, that usually work with fossil fuels, are required to be activated in periods when renewable sources are not enough to satisfy the demand.

Having said that, it is considered that the aggregation of complementarity renewable energy sources may be the answer to mitigate the difficulties imposed by the high penetration of the variable renewable sources in the power system/grid.

Thus, this dissertation aims to simulate and optimize the joint operation of two hydroelectric power plants and a wind power plant, to ensure a balance between production and consumption of electrical power, minimizing the associated costs.

Keywords: smart-Grids, management of power systems, hydroelectric Power, wind power, non-dispatchable energy integration, self-sufficient system.

Índice

Capítulo 1 – Introdução.....	1
1.1. Contextualização e justificação do trabalho.....	1
1.2. Objetivo.....	2
1.3. Organização da dissertação	2
Capítulo 2 – Produção de energia elétrica em Portugal e no Mundo	5
2.1. Geração de eletricidade no Mundo.....	5
2.1.1. Energia hidroelétrica e eólica no mundo	6
2.2. Geração de eletricidade em Portugal Continental	8
2.3. Sistemas Híbridos.....	9
2.4. Conceito de CRV	10
Capítulo 3 – Desafios da ampla integração de energias renováveis num sistema electroprodutor	11
3.1. Variabilidade dos recursos renováveis	11
3.1.1. Variabilidade do recurso eólico.....	11
3.1.2. Variabilidade do recurso hídrico	13
3.2. Flexibilidade de um sistema electroprodutor	15
3.2.1. Definição de flexibilidade de sistema electroprodutor	15
3.2.1. Flexibilidade em diferentes escalas de tempo	16
3.2.2. Interligação com outros sectores	17
3.2.3. Fases de penetração de VRE no sistema electroprodutor.....	18
3.3. Necessidade de <i>curtailment</i>	19
3.4. Necessidade de controlabilidade sobre o consumo de energia.....	20
3.5. Necessidade de sistemas de armazenamento de energia	21
Capítulo 4 – Metodologia.....	23
4.1. Definição do problema	23
4.2. Caso de estudo.....	24
4.3. Dados de base.....	27
4.3.1. Escoamentos.....	27
4.3.2. Perfil de consumo de energia elétrica.....	30
4.3.3. Custos de operação e manutenção.....	30
4.4. Modelação das componentes constituintes do sistema.....	30
4.4.1. Modelo de geração eólica.....	31
4.4.2. Modelo de geração hidroelétrica	32
4.5. Modelo de gestão do sistema	36

Agregação de geração de energia elétrica de origem hídrica e eólica num sistema autossuficiente

4.5.1. Simulação	36
4.5.2. Otimização	43
Capítulo 5 – Resultados	47
5.1. Resultados do estudo de simulação	48
5.2. Resultados do estudo de otimização	53
5.3. Síntese de resultados	58
Capítulo 6 – Conclusões	59
Bibliografia	61
Anexos	I
A. Temperatura media anual na região norte de Portugal, relações regionais de Quintela e mapa de isolinhas do escoamento médio anual em Portugal	I
B. Fluxograma da componente de simulação	III
C. Meses seleccionados para análise comparativa entre a simulação e otimização	IV
D. Resultados obtidos na componente de simulação (Não garantida a autossuficiência do sistema)	VI
E. Resultados obtidos na componente de simulação e otimização para todos os meses analisados	VIII

Índice de Figuras

Figura 2.1 – Consumo global de eletricidade por região (adaptada de: [3])	5
Figura 2.2 – Geração de eletricidade por fonte de energia: à esquerda para os anos de 2000, 2010 e 2016; à direita, para o ano de 2040 nos três cenários de estudo da IEA (fonte: [4] e [5]).	6
Figura 2.3 – Evolução da potência instalada por fonte de energia na Europa (adaptada de: [6]) .	7
Figura 2.4 – Nova capacidade de geração de energia elétrica instalada até 2040 no cenário NPS por região e fonte de energia (adaptada de [5]).....	8
Figura 2.5 - Geração de eletricidade por fonte de energia desde o ano 2008 em Portugal Continental. (retirada de: [8]).....	8
Figura 2.6 – Do lado esquerdo: Evolução da potência instalada desde 2008 por tipo de central, ponta de consumo e de geração; Do lado direito: Potência instalada para os anos de 2016 e 2017 por fonte de energia (adaptada de: [8])	9
Figura 2.7 – Descrição do funcionamento de um sistema híbrido (adaptada de: [10])	10
Figura 3.1 - Variação da geração de energia eólica: Central eólica de Storm Lake (Iowa, USA); Central eólica de Lake Benton (Minnesota, USA); Central eólica de Blue Canyon (Oklahoma, USA); Central eólica de Trent Mesa (Texas, USA). (adaptada de: [13]).....	12
Figura 3.2 – Variação da geração de energia eólica: A rosa e tracejado por uma turbina; A vermelho na zona este da Dinamarca (DK); A verde na Suécia (SE); A azul na Alemanha (DE), Dinamarca (DK), Suécia (SE) e Finlândia (FI) em conjunto. (adaptada de: [15]).....	13
Figura 3.3 – Precipitação mensal verificada para os anos hidrológicos de 2004-2005, 2011-2012, 2014 – 2015 e para os valores médio mensais entre 1971 e 2000: À esquerda o valor de precipitação em valor absoluto; À direita precipitação acumulada (adaptada de: [17])	14
Figura 3.4 – Evolução do volume armazenado por bacia hidrográfica (retirada de: [17]).....	14
Figura 3.5 – Domínio e necessidade de flexibilidade por intervalo de tempo. (adaptada de: [20])	17
Figura 3.6 – Fase de desenvolvimento da penetração de VRE por região/país (adaptada de: [18])	19
Figura 3.7 – Capacidade instalada de energia eólica por estado nos EUA e percentagem de curtailment de geração total de energia eólica para diversos estados dos EUA. À esquerda, capacidade instalada de energia eólica (adaptada de [26]) e à direita percentagem de curtailment (adaptada de: [25])	20
Figura 3.8 – Medidas para o controlo sobre o consumo de energia elétrica (adaptada de: [28]) 21	

Agregação de geração de energia elétrica de origem hídrica e eólica num sistema autossuficiente

Figura 4.1 – Esquema da constituição do aproveitamento hidroagrícola de Cova da Beira (retirada de [33]).	25
Figura 4.2 – Curva de volumes armazenados em função da cota: à esquerda para a albufeira do Sabugal; à direita para a albufeira de Meimoa	26
Figura 4.3 – Esquema representativo da queda bruta mínima e máxima para cada albufeira	27
Figura 4.4 – Representação gráfica dos valores de potência extraída de uma turbina de 2,05 [MW]. A azul estão representados os valores determinados através da metodologia implementada tendo por base a curva de potência. A preto e cinzento estão representados os valores de potência real medida, respetivamente, na subestação da central e nas turbinas (retirada de [42]).	31
Figura 4.5 – Curva de rendimento de uma turbina Francis (retirada de: [44]).	33
Figura 4.6 – Representação esquemática do primeiro conjunto de testes lógicos realizados para fins de simulação	38
Figura 4.7 – Representação esquemática do segundo conjunto de testes lógicos realizados para fins de simulação.	40
Figura 4.8 – Representação esquemática do terceiro conjunto de testes lógicos realizados para fins de simulação	42
Figura 4.9 – Representação esquemática do modelo desenvolvido para fins de otimização	45
Figura 5.1 – Variação do armazenamento disponível ao longo dos 54 anos hidrológicos (sustentabilidade do sistema não alcançada). A azul e em cima representa-se a albufeira de montante (Arm1) e em baixo e a verde a albufeira de jusante (Arm2). Em qualquer dos diagramas a linha horizontal identifica o volume correspondente ao NME (Armminx).	48
Figura 5.2 – Energia elétrica produzida nas centrais hidroelétricas (EPCHx) e consumo de energia elétrica através da bombagem (ECB), por ano, para os 54 anos hidrológicos (sustentabilidade do sistema não alcançada). Relativamente à componente eólica, a linha laranja representa a energia elétrica anual extraída pela central eólica (EPEOL_Ext) e a amarelo energia elétrica aproveitada do mesmo (EPEOL).	49
Figura 5.3 – Variação das potências constituintes do sistema da CRV para uma faixa temporal semanal nos dois diferentes casos de simulação: Em cima, sete turbinas	

Agregação de geração de energia elétrica de origem hídrica e eólica num sistema autossuficiente constituintes da central eólica; Em baixo, dez turbinas constituintes da central eólica.	50
Figura 5.4 – Energia elétrica produzida nas centrais hidroelétricas (EPCHx) e consumo de energia elétrica através da bombagem (ECB), por ano, para os 54 anos hidrológicos (sustentabilidade do sistema alcançada). Relativamente à componente eólica, a linha laranja representa energia elétrica anual extraída pela central eólica (EPEOL_Ext) e a amarelo energia elétrica aproveitada do mesmo (EPEOL).	51
Figura 5.5 - Variação do armazenamento disponível ao longo dos 54 anos hidrológicos (sustentabilidade do sistema alcançada). A azul e em cima representa-se a albufeira de montante (Arm1) e em baixo e a verde a albufeira de jusante (Arm2). Em qualquer dos diagramas a linha horizontal identifica o volume correspondente ao NME (Armminx)	52
Figura 5.6 - Variação das descargas anuais (DAX) efetuadas ao longo dos 54 anos hidrológicos A azul representa-se a albufeira de montante e a verde a albufeira de jusante.	52
Figura 5.7 - Comparação do custo total do sistema para os 100 meses aleatórios analisados.	53
Figura 5.8 - Comparação da energia elétrica produzida nas centrais hidroelétricas (EPCHx) e na central eólica (EPEOL), bem como, da energia elétrica consumida através do sistema da bombagem (ECB), para os 100 meses aleatórios analisados.	54
Figura 5.9 – Variação das potências constituintes da CRV para as para uma faixa temporal semanal. Em cima, observa-se os resultados obtidos por simulação e em baixo os resultados obtidos por otimização. Salienta-se preto e cinzento, respetivamente, os valores de potências consumidos pela carga e bombagem.	55
Figura 5.10 – Variação do armazenamento disponível para o mês de janeiro de 1990. Em cima e a azul: armazenamento na albufeira de montante; ao centro e a verde: armazenamento na albufeira de jusante; em baixo e a laranja: armazenamento total disponível. As cores claras representam resultados obtidos na componente de otimização e as cores escuras os resultados obtidos na componente de simulação	56
Figura 5.11 - Comparação da potência extraída das diversas fontes de energia, dos armazenamentos das albufeiras associadas, aproveitamento da central eólica e o custo associado para os meses de agosto analisados.	57

Índice de Tabelas

Tabela 4.1 - Características associadas às albufeiras dos aproveitamentos hidráulicos de Meimoa-Sabugal	26
Tabela 4.2 – Escoamento anual médio afluente as albufeiras de Sabugal e de Meimoa.....	29
Tabela 4.3 – Custos de operação e manutenção considerados para as centrais constituintes da CRV.....	30
Tabela 4.4 – Pontos da curva de rendimento considerados para fins de interpolação ..	33
Tabela 5.1 – Características associadas à CRV em estudo para as diferentes metodologias	47
Tabela 5.2 – Dados de energia elétrica produzida e consumida, balanço entre a produção e consumo de energia elétrica e número de casos de não sustentabilidade (discretização temporal horária) para os anos em que se verificou a não sustentabilidade do sistema.	49

Simbologia e notações

A_B	Área da bacia hidrográfica
A_R	Área do rotor
A_{ini_x}	Armazenamento inicial na albufeira x
A_{min_x}	Armazenamento mínimo da albufeira x
A_{max_x}	Armazenamento máximo da albufeira x
Arm_x	Armazenamento disponível na albufeira x
B_x	Ordenada na origem da reta de potência vs caudal (fase turbina)
B_b	Ordenada na origem da reta de potência vs caudal (fase bomba)
$C.H_x$	Central hidroelétrica x
$Cota_1$	Cota correspondente ao armazenamento na albufeira de montante
$Cota_2$	Cota correspondente ao armazenamento na albufeira de jusante
C_P	Coefficiente de potência
$C_{Portugal}$	Perfil de consumo de Portugal no ano hidrológico 2016/2017
D_x	Volume de descargas efetuadas na albufeira x
DA_x	Volume anual descarregado na albufeira x
\bar{E}	Evapotranspiração anual média
EP_{CH_x}	Energia elétrica produzida na central hidroelétrica x
EC_B	Energia elétrica consumida no sistema de bombagem
EP_{EOL}	Energia elétrica produzida na central eólica
EP_{EOL_Ext}	Energia elétrica passível a ser extraída na central eólica
g	Aceleração gravítica
\bar{H}	Altura de escoamento anual médio
H_{b_x}	Queda bruta na central hidroelétrica x
\bar{H}_k	Altura de escoamento anual médio da secção k
H_u	Altura útil de queda
H_{t_x}	Altura útil de queda na central hidroelétrica x (fase turbina)
k	Secção do estudo hidrológico
L	Poder evaporante da atmosfera
m_x	Declive da reta de potência vs caudal (fase turbina)
m_b	Declive da reta de potência vs caudal (fase bomba)
η_t	Rendimento da máquina em fase turbina
η_b	Rendimento da máquina em fase bomba
N_T	Número de turbinas
ρ_a	Densidade do ar
ρ_w	Densidade da água
\bar{P}	Precipitação anual média

Agregação de geração de energia elétrica de origem hídrica e eólica num sistema autossuficiente

P_{avail}	Potência mecânica extraída do vento
P_B	Potência de bombagem
P_{Carga}	Potência local consumida
P_{EOL}	Potência aproveitada proveniente da central eólica
P_{EOL_Ext}	Potência extraída pela central eólica
$P_{Hidrica}$	Potência produzida por uma central hidroelétrica
P_{max_b}	Potência máxima de bombagem na central hidroelétrica de montante
P_{max_tx}	Potência máxima turbinada na central hidroelétrica x
P_{min_b}	Potência mínima de bombagem na central hidroelétrica de montante
P_{min_tx}	Potência mínima turbinada na central hidroelétrica x
P_{nec}	Potência necessária de modo a igualar a produção ao consumo
$P_{turbina}$	Perfil de potência produzida por uma turbina de 2.05 MW
P_{tx}	Potência de turbinagem na central hidroelétrica x
Q_{ax}	Caudal afluente na central hidroelétrica x
$Q_{i,j}^k$	Caudal médio diário no dia j do ano i na secção k
Q_{mod_k}	Caudal modular na secção k
Q	Caudal turbinado pela turbina
Q_{tx}	Caudal turbinado na central hidroelétrica x
Q_{min_tx}	Caudal mínimo a turbinar na central hidroelétrica x
Q_b	Caudal bombado na central hidroelétrica de montante
Q_{max_tx}	Caudal máximo a turbinar na central hidroelétrica x
Q_{min_b}	Caudal mínimo a bombar na central hidroelétrica x
Q_{max_b}	Caudal máximo a bombar na central hidroelétrica x
t	Tempo
\bar{T}	Temperatura anual média
v	Velocidade do vento
$\overline{V_K}$	Escoamento anual médio na bacia hidrográfica em estudo
x	Albufeira/Central hidroelétrica de montante (x=1) ou de jusante (x=2)
X	Percentagem de aproveitamento da potência eólica produzida
Y_x	Variável binária respetiva à produção na central hidroelétrica x
Y_b	Variável binária respetiva à bombagem na central hidroelétrica de montante
21CPPR	<i>21st Century Power Partnerships Report</i>
AHCB	Aproveitamento hidroagrícola da Cova da Beira
CCG	Canal condutor geral
C.E	Central eólica

Agregação de geração de energia elétrica de origem hídrica e eólica num sistema autossuficiente

<i>CPS</i>	<i>Current Policies Scenario</i>
<i>CRV</i>	Central renovável virtual
<i>VRE</i>	Energia renovável variável
<i>EUA</i>	Estados Unidos da América
<i>ERCOT</i>	<i>Electric Reliability Council of Texas</i>
<i>GAMS</i>	<i>General Algebraic Modeling System</i>
<i>IEA</i>	<i>International Energy Agency</i>
<i>LNEG</i>	Laboratório Nacional de Energia e Geologia
<i>LP</i>	<i>Linear Program</i>
<i>MI</i>	<i>Mixed integer</i>
<i>MINLP</i>	<i>Mixed integer Non-Linear Program</i>
<i>NLP</i>	<i>Non-Linear Program</i>
<i>NME</i>	Nível máximo de exploração
<i>NPA</i>	Nível de pleno armazenamento
<i>NPS</i>	<i>New Policies Scenario</i>
<i>ORD</i>	Operador de redes de distribuição
<i>ORT</i>	Operador de redes de transmissão
<i>PHSS</i>	<i>Pumped Hydro Storage System</i>
<i>SH</i>	Sistemas híbridos
<i>SNIRH</i>	Sistema Nacional de Informação de Recursos Hídricos
<i>UA</i>	Unidades de armazenamento de energia
<i>UE</i>	União Europeia

Capítulo 1 – Introdução

1.1. Contextualização e justificação do trabalho

Atualmente a Europa enfrenta uma procura crescente de energia, sendo que o objetivo da Comissão Europeia passa por desenvolver um mercado energético que garanta um abastecimento seguro, acessível e respeitador do ambiente. Para fazer face a estes problemas, a União Europeia (UE) adotou uma estratégia clara no sector de energia, lançando objetivos climáticos e energéticos para todos os estados membros.

Segundo o quadro político para o clima e energia no período de 2020 e 2030 [1], na perspetiva da UE, as energias renováveis devem continuar a desempenhar um papel determinante na transição para um sistema energético hipocarbónico e competitivo. Além do mais, acredita-se que o rápido desenvolvimento de fontes de energias renováveis pode afetar a competitividade de outras fontes de energia. Apesar de estas continuarem a ser importantes para o sistema energético, irão provocar uma redução no investimento em capacidades de geração, fundamental para a transição para um sistema energético mais competitivo, seguro e sustentável.

Como tal, em concordância com o objetivo de redução dos gases efeitos de estufa em 40 %, no que diz respeito às energias renováveis, o objetivo da UE para 2020 consiste em obter 20% da energia consumida a partir de fontes renováveis, tendo em vista um aumento para 32% até 2030, à escala europeia. Pretende-se, assim, que este objetivo impulse o investimento contínuo em energias renováveis, o que originará um aumento significativo na quota de energias renováveis no setor da eletricidade dos 21%, atuais, para 45% em 2040 [1].

No entanto, a elevada variabilidade temporal e espacial dos recursos energéticos, como o vento ou os recursos hídricos superficiais, conferem características de reduzida controlabilidade e de difícil previsão às respetivas fontes de energia. Dado que o princípio de operação estável de um sistema elétrico obriga a um equilíbrio constante entre a produção e o consumo, ao facto de existir uma grande contribuição de fontes de energias renováveis não despacháveis, acresce a dificuldade de gestão do sistema electroprodutor do ponto de vista da segurança e previsão. Torna-se, assim, indispensável a existência de sistemas de reserva convencionais, normalmente à custa de recursos fósseis, que possam ser ativados em períodos de ausência de recurso renovável.

Visto isto, o papel das centrais dotadas de unidades de armazenamento de energia (UA), como é o caso dos aproveitamentos hidroelétricos com albufeira de regularização, será essencial de forma a ir de encontro aos objetivos definidos para um sistema energético hipocarbónico. É expectável que as redes elétricas do futuro criem condições para um aproveitamento mais eficaz das características das UA por forma a reduzir o impacto das flutuações originadas por uma produção fortemente variável no tempo [2].

Apesar das dificuldades impostas pela elevada penetração de geração renovável, estas não devem ser vistas como um limite técnico para o uso das mesmas, mas sim como um problema do ponto de vista da flexibilidade do sistema electroprodutor. Existe, assim, a necessidade de adaptação e transformação do sistema elétrico convencional e das práticas operacionais.

Em face do que antecede, admite-se que a agregação de fontes de energia renováveis que apresentam complementaridade técnica possa ser a resposta para mitigar as dificuldades impostas à elevada penetração das mesmas energias no sistema electroprodutor.

1.2. Objetivo

O presente estudo visa analisar e otimizar a operação conjunta de sistemas eólicos e hidroelétricos com albufeira de regularização, com o objetivo de determinar a proporção ótima entre as potências eólica e hídrica, bem como avaliar a necessidade de armazenamento em albufeira de forma a garantir reserva em períodos sem vento, contribuindo assim para a concretização do conceito de “central renovável virtual (CRV)”. Pretende-se, ainda, proceder a uma otimização do ponto de vista económico, isto é, minimizar o custo da exploração conjunta dos dois tipos de centrais.

Este trabalho foi baseado no caso de estudo dos aproveitamentos hídricos de Meimoa-Sabugal, que será apresentado mais à frente nesta tese, com o objetivo de ter em consideração valores reais de armazenamento de água em albufeiras.

Inicialmente, criou-se um modelo de simulação através do software *MATLAB* que define aproximadamente a operação conjunta das centrais para os 54 anos hidrológicos. De seguida, procedeu-se à otimização do sistema através do software *GAMS* numa faixa temporal de otimização mensal.

A modelação do sistema de gestão da CRV previamente descrito será feito através de séries históricas de caudais médios diários, sendo aplicados critérios de regionalização às mesmas por forma a obter as disponibilidades hídricas afluentes àqueles aproveitamentos, para a modelação da componente hídrica. No que respeita ao recurso de vento, será utilizada uma série anual teórica de potência gerada por uma turbina eólica, estabelecida previamente para fins educativos. Recorrer-se-á, ainda, ao perfil anual de consumo de eletricidade em Portugal por forma a modelar as necessidades energéticas que a CRV terá de providenciar.

O estudo previamente descrito será aplicado num ambiente de autossuficiência, onde não existe a possibilidade de ocorrer importação ou exportação de energia elétrica.

1.3. Organização da dissertação

Esta dissertação encontra-se dividida em seis capítulos. No capítulo 1 é elaborada uma breve contextualização do trabalho realizado, sendo esta, um panorama geral do estado atual, e das perspetivas futuras, do sector de energia na UE. São, ainda, apresentadas as motivações e objetivos do presente estudo.

No capítulo 2 apresenta-se o estado atual das energias renováveis em Portugal Continental e no mundo e as perspetivas futuras da evolução das tecnologias que são abordadas neste estudo. Aborda-se, ainda, uma descrição detalhada dos sistemas híbridos, o que são e como funcionam, e do conceito de CRV.

Seguidamente, no capítulo 3, descrevem-se os principais desafios à ampla integração de energias renováveis variáveis no sistema electroprodutor. Estes, têm por base as características inerentes a um recurso renovável, de difícil previsão, caracterizado por uma geração com flutuações de potência que dificulta a gestão do sistema electroprodutor. A importância do armazenamento e de interligação com outros sistemas são, também, aqui referidas.

No capítulo 4, apresenta-se a metodologia implementada, através da componente de simulação e otimização, na modelação do problema descrito. Primeiramente, são dadas a conhecer as características associadas aos aproveitamentos hidráulicos de Meimoa-Sabugal, seguido dos modelos utilizados que descrevem as diversas centrais constituintes do sistema em estudo. Por fim, apresenta-se o modelo de simulação e de otimização desenvolvidos com o intuito de identificar o perfil de produção que melhor se ajusta ao objetivo pretendido.

No capítulo 5 apresentam-se os resultados obtidos provenientes da aplicação dos modelos de simulação e otimização. Aqueles associados à componente de simulação são apresentados sobre uma perspectiva de sustentabilidade ou não sustentabilidade do sistema, enquanto que, os resultados da componente de otimização são apresentados em análise comparativa com os de simulação.

Finalmente, no capítulo 6, são apresentadas as conclusões do trabalho desenvolvido, seguidas de recomendações de alto valor acrescentado para trabalhos futuros.

Capítulo 2 – Produção de energia elétrica em Portugal e no Mundo

2.1. Geração de eletricidade no Mundo

A crescente procura de energia associada ao objetivo de garantir um desenvolvimento sustentável tornou-se um dos temas mais importantes da atualidade. De acordo com a IEA (International Energy Agency), o sector da energia elétrica é a fonte de energia que apresenta a maior taxa de crescimento anual. O mesmo é atualmente representativo de 19% do consumo final de energia, mais 4% que o valor verificado no início do século XXI. Como ilustra a Figura 2.1, verificou-se uma taxa de crescimento, representativa do consumo de energia elétrica, de 3% ao ano, aproximadamente dois terços mais rápido que o consumo final de energia, sendo que 85% desse aumento registou-se nos países em desenvolvimento. A IEA afirma, ainda, que a contribuição da eletricidade no consumo final de energia continuará a aumentar, uma vez que esta irá superar o consumo de qualquer outra fonte de energia, prevendo-se um aumento para 24% até 2040. [3]

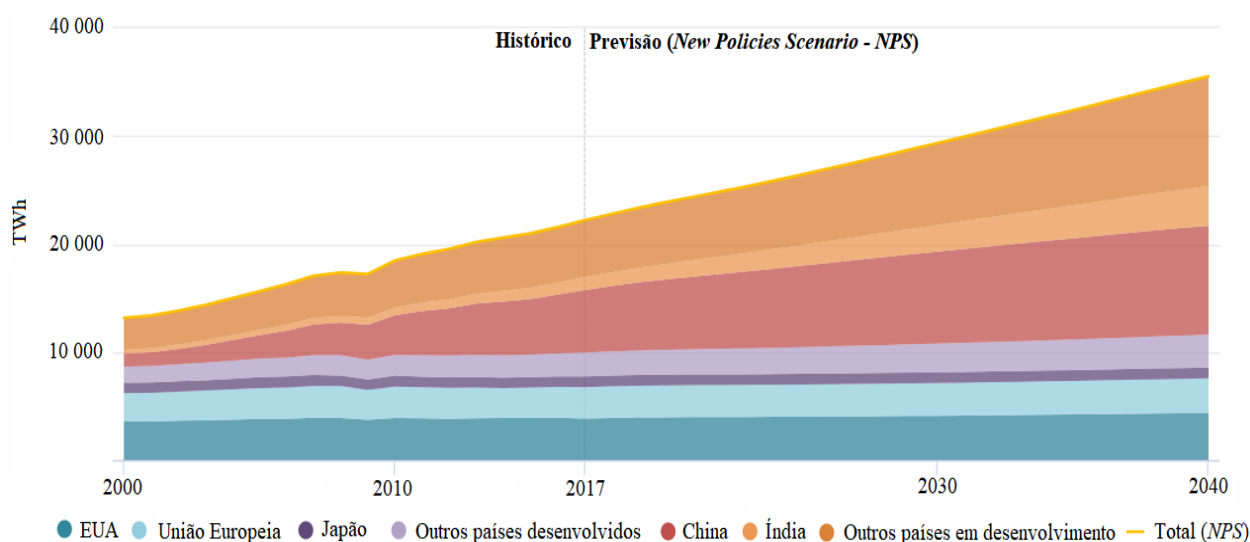


Figura 2.1 – Consumo global de eletricidade por região (adaptada de: [3])

A Figura 2.2, à esquerda, mostra a evolução da geração de energia elétrica por fonte de energia desde o início do presente século, onde o carvão e o gás natural permaneceram como as principais fontes de energia utilizadas, apesar do aumento das fontes de energia renovável nos últimos anos [4]. Verifica-se ainda, do lado direito, as perspetivas de evolução do mix energético para o ano de 2040 para três cenários de estudo [5]. Estes são, uma vez mais, da autoria da IEA, sendo o NPS (*New Policies Scenario*) o cenário baseado nos planos políticos, individuais e coletivos, das diversas organizações pertencentes a este estudo, e no modo a que estas preveem a evolução do setor de energia para as próximas décadas.

O cenário CPS (*Current Policies Scenario*) parte do pressuposto que os novos objetivos e políticas que se pretendem adotar não se podem dar como garantidos. Descreve, assim, o panorama futuro caso não fossem aplicadas quaisquer novas medidas além das já aplicadas até à data, em exceção para o caso das mesmas que estejam especificamente limitadas para um determinado período.

Finalmente, o cenário 450, também referenciado como o cenário de descarbonização, foi caracterizado através do ponto de vista em que o sector de energia elétrica irá alcançar os objetivos

Agregação de geração de energia elétrica de origem hídrica e eólica num sistema autossuficiente

propostos até período de análise, isto é, até ao ano de 2040. Mais especificamente, este cenário tem como limite o aumento máximo de temperatura global até 2 graus Celsius durante o período analisado. Esta marca, mencionada nos acordos de Cancun em 2010, tem sido uma marca padrão amplamente utilizada nos relatórios intergovernamentais relativos à mudança do clima, tornando-se assim numa referência para políticas governamentais.

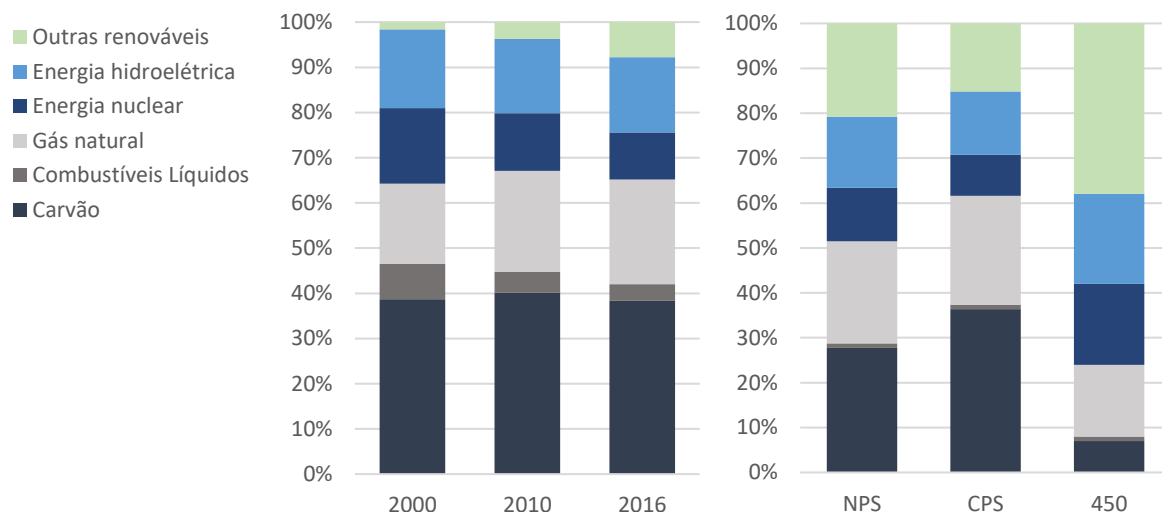


Figura 2.2 – Geração de eletricidade por fonte de energia: à esquerda para os anos de 2000, 2010 e 2016; à direita, para o ano de 2040 nos três cenários de estudo da IEA (fonte: [4] e [5])

O aumento da contribuição de energia renovável variável (VRE), designado na literatura inglesa por VRE (*variable renewable energy*), como é o caso da energia eólica, solar e de recursos hídricos superficiais, lidera a contribuição para uma transição de um mercado energético hipocarbónico, ajudando na redução da poluição atmosférica associada ao sector de produção de energia elétrica, seguindo, assim, em concordância com os novos objetivos de combate às alterações climáticas. Contudo, será necessária uma nova idealização do dimensionamento de rede elétrica e do modo de operação da mesma. De outra forma, o aumento da eletrificação resultaria num sistema de abastecimento menos seguro, ao desprezar a urgência da implementação das novas políticas neste sector [3].

2.1.1. Energia hidroelétrica e eólica no mundo

Como anteriormente referido, a união europeia pretende mudar o panorama da produção de energia elétrica, por forma a dar resposta aos grandes problemas associados aos combustíveis fósseis: a inevitável escassez futura dos mesmos e a emissão de gases efeitos estufa. Como tal, todas as projeções apontam para um aumento exponencial da capacidade instalada de energias renováveis, sendo o foco deste subcapítulo o desenvolvimento da energia hidroelétrica e da energia eólica nos últimos anos e a previsão dos investimentos que serão efetuados.

No final de 2017, a capacidade instalada de energia eólica na Europa era de proximamente 169 GW, sendo que a sua maioria, 42%, encontrava-se localizada na Alemanha, seguindo-se o Reino Unido e a França, respetivamente, com 27.2% e 10.8 %. Verificou-se, ainda, que o ano de 2017 foi o ano recordista em nova potência instalada, com 15.6 GW [6].

Relativamente à energia hidroelétrica verificou-se, novamente em 2017, uma capacidade total instalada de 248.6 GW, sendo a contribuição maioritária proveniente da Noruega, Turquia e França com, respetivamente, 12.8 %, 10.7% e 10.3%. A nova capacidade instalada em 2017 foi de 2.3 GW, sendo metade desta do tipo *Pumped Hydro Storage System* (PHSS), ou seja, sistemas reversíveis turbina - bomba [7].

A Figura 2.3 representa a evolução da capacidade de geração de energia elétrica por fonte de energia desde 2005, salientando-se que a energia eólica tem apresentado a maior evolução desde então. A energia hidroelétrica encontra-se representada apenas do ponto de vista das grandes hidroelétricas, isto é, apenas para centrais com uma potência instalada superior a 10 MW [6].

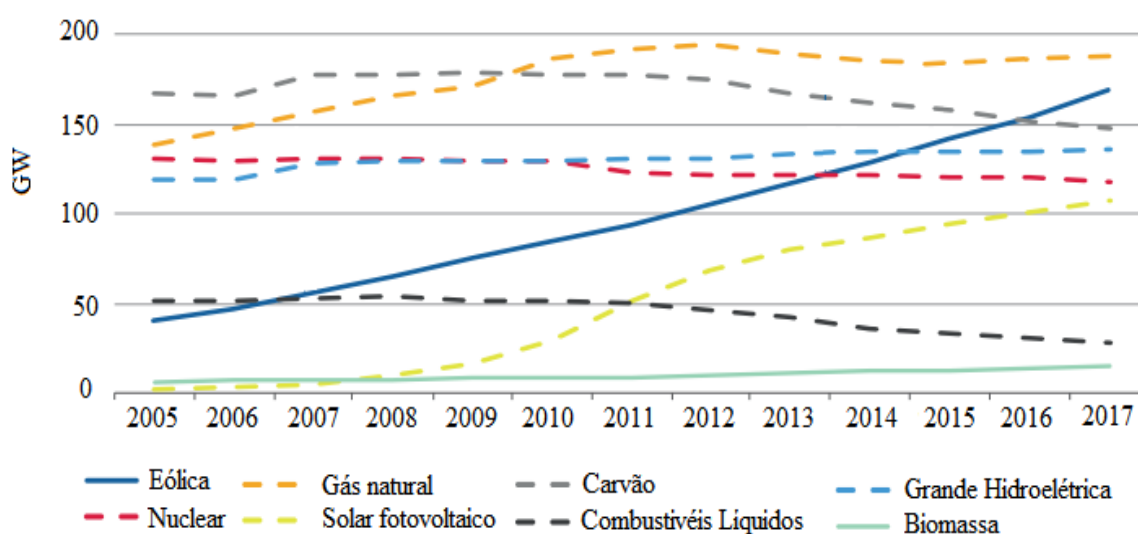


Figura 2.3 – Evolução da potência instalada por fonte de energia na Europa (adaptada de: [6])

Relativamente à previsão para a evolução da capacidade instalada das respetivas fontes de energia espera-se, segundo o cenário de estudo NPS da IEA, que até 2040 a UE instale mais de 600 GW de capacidade de geração em energias renováveis, das quais 70% estejam representadas por energia renovável de carácter variável. No início de 2030, a energia eólica terá a maior percentagem de geração de energia elétrica e a UE encontrar-se-á na vanguarda do desafio das altas penetrações de VRE no sistema electroprodutor [5].

A Figura 2.4 representa a nova capacidade instalada por fonte e região até ao ano de 2040 para o cenário de estudo NPS da IEA.

Agregação de geração de energia elétrica de origem hídrica e eólica num sistema autossuficiente

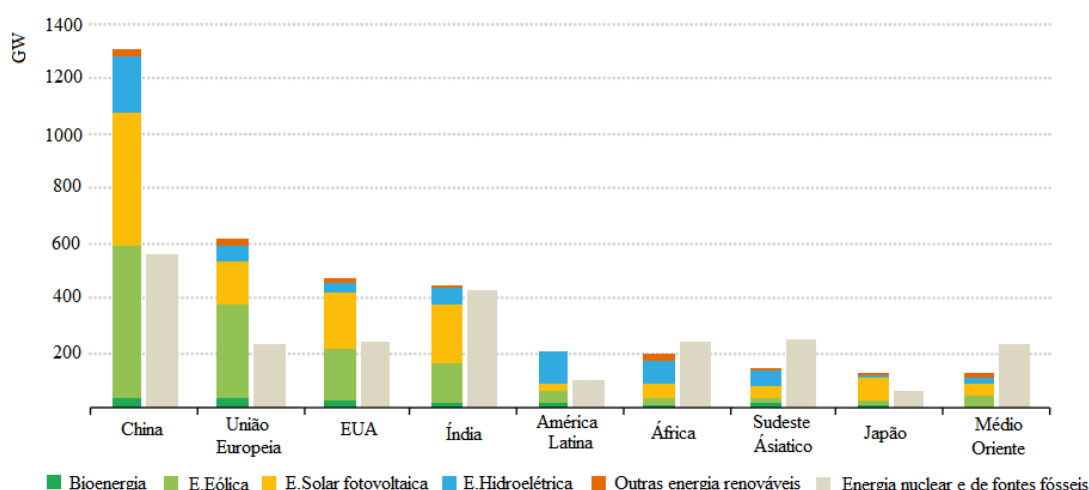


Figura 2.4 – Nova capacidade de geração de energia elétrica instalada até 2040 no cenário NPS por região e fonte de energia (adaptada de [5])

2.2. Geração de eletricidade em Portugal Continental

Em 2017, o consumo de energia elétrica em Portugal Continental foi de 49.6 TWh, tendo sido verificado o seguinte perfil relativo à produção renovável: 10% do consumo nacional foi abastecido por energia hidroelétrica, 23% por energia eólica, 5% por biomassa e 2% por energia solar. Relativamente à produção não renovável, as maiores contribuidoras com origem fóssil foram as centrais a gás natural e a carvão, respetivamente, 33% e 26%. É de salientar a diminuição da contribuição renovável em 17%, relativamente ao ano de 2016, motivada maioritariamente pela redução de 28% para 10% na contribuição de energia hidroelétrica, tendo sido esse valor compensado por geração através de combustíveis fósseis, mais especificamente, por geração a gás natural e carvão [8]. A fraca produção de energia elétrica proveniente da hidroeletricidade deveu-se a um ano com condições muito adversas, registando-se, assim, o valor mais baixo de contribuição renovável desde 2012. Na Figura 2.5 é possível verificar a geração de eletricidade por fonte de energia desde 2008.

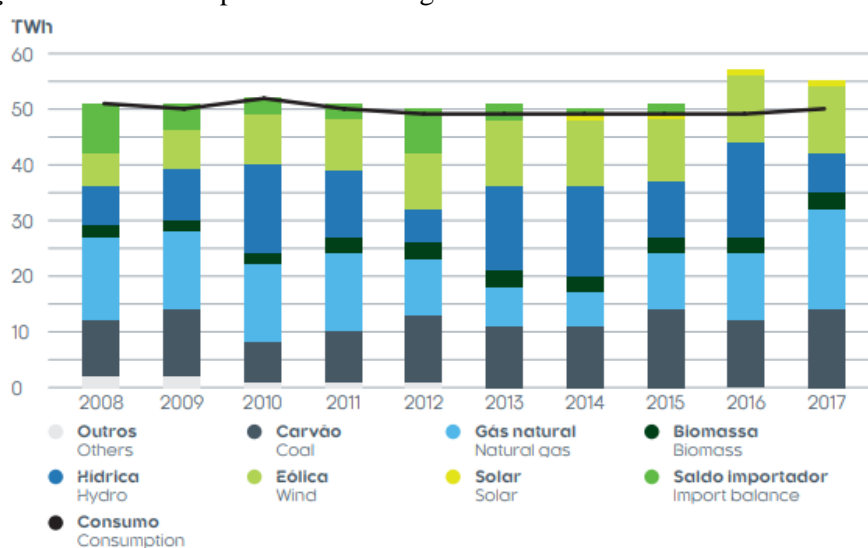


Figura 2.5 - Geração de eletricidade por fonte de energia desde o ano 2008 em Portugal Continental. (retirada de: [8])

Relativamente à potência instalada, o sistema nacional apresentou no final do ano de 2017, uma capacidade total de 19.8 GW, dos quais 14.8 GW estão ligados à rede de transporte. Verificou-se uma nova capacidade de geração de 311 MW, integralmente de origem renovável, destacando-se 261 MW na nova central hidroelétrica reversível de Foz-Tua, a entrada em serviço de 20 MW em centrais eólicas e de 30 MW em fotovoltaicas. Ocorreu, ainda, o desmantelamento das centrais de cogeração, reduzindo em 50 MW a potência instalada.

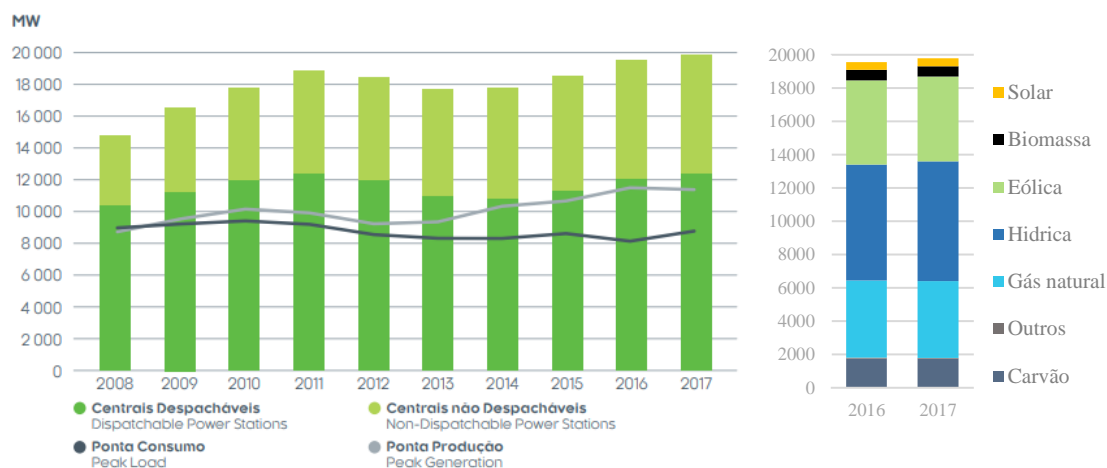


Figura 2.6 – Do lado esquerdo: Evolução da potência instalada desde 2008 por tipo de central, ponta de consumo e de geração; Do lado direito: Potência instalada para os anos de 2016 e 2017 por fonte de energia (adaptada de: [8])

Do ponto de vista da evolução da capacidade renovável em Portugal, estudos aplicados pela IEA esperam que se observe uma potência total instalada de 15800 MW em 2020. Sendo a potência renovável atual, segundo o relatório para 2017, de 13397 MW, seria necessária instalar aproximadamente 2400 MW nos 3 seguintes. Relativamente à energia hidroelétrica, o mesmo estudo indica que é esperada uma capacidade instalada de 8940 MW para a componente hidroelétrica, novamente uma meta estabelecida para 2020, verificando-se atualmente uma capacidade total de 7193 MW [9].

2.3. Sistemas Híbridos

Os sistemas híbridos (SH) são constituídos por dois tipos de centrais: uma do tipo PHSS, e uma ou mais do tipo não despachável, como é o caso das centrais eólicas, solar fotovoltaicas ou algumas das hídricas, designadamente as que não possuem albufeira de regularização. Como referido anteriormente, as centrais do tipo não despachável apresentam elevada variabilidade temporal e espacial dos recursos energéticos a que estão associadas, resultando, assim, características de não controlabilidade e de difícil previsão da energia elétrica produzida.

Sistemas de armazenamento de energia, como é o caso das PHSS, podem contribuir para a regulação de frequência, ao apoiar o equilíbrio entre a produção e o consumo de potência, assegurando a estabilidade do sistema. Por forma a lidar com os problemas de frequência e variação de tensão caracterizadas pela produção renovável variável, é necessário regular a potência gerada pela energia eólica ou solar, garantido assim um fornecimento de potência mais seguro. Deste modo, os sistemas híbridos aqui referidos pretendem diminuir as flutuações provocadas por este tipo de geração de energia elétrica, altamente variável no tempo e espaço [9].

Agregação de geração de energia elétrica de origem hídrica e eólica num sistema autossuficiente

Por forma a reduzir as perdas associadas e obter uma elevada eficiência na regulação da voltagem e frequência, é aconselhado que a localização das centrais renováveis não despacháveis estejam próximas da central PHSS [9]. Esta é operada em duas fases: fase de bombagem e fase de turbinagem.

A fase de bombagem é caracterizada por um excesso de potência extraída da produção renovável, quando comparado com o consumo dessa potência, sendo este excesso consumido pela máquina em fase bomba, transferindo-se água de um reservatório inferior para um reservatório superior através da bombagem.

A fase de turbinagem ocorre quando existe um défice de potência, isto é, quando a produção renovável não é suficiente para satisfazer o consumo, existindo assim a necessidade de produção de energia elétrica. Neste caso, um certo volume de água será turbinado do reservatório superior para o reservatório inferior. Quando o consumo aumenta ou a produção renovável diminui, ocorre a libertação de água do reservatório superior para o reservatório inferior.

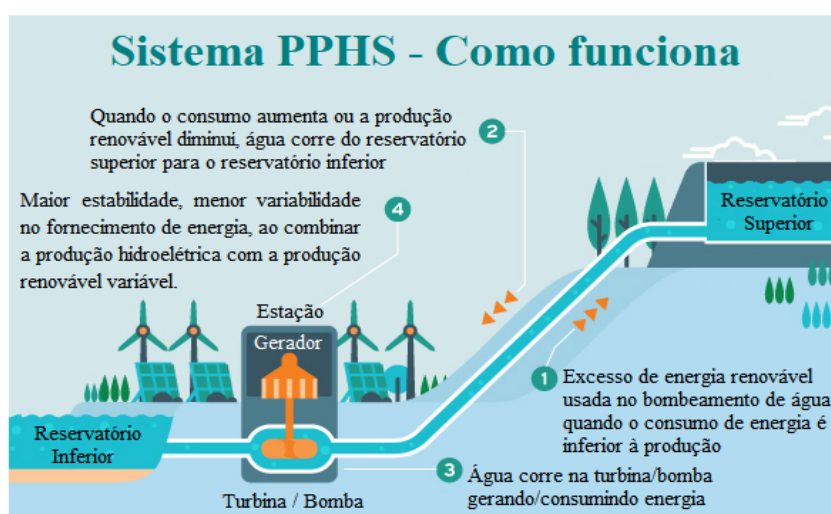


Figura 2.7 – Descrição do funcionamento de um sistema híbrido (adaptada de: [10])

2.4. Conceito de CRV

Uma central renovável virtual (CRV) consiste na agregação de fontes de energia renovável, dispersos no espaço, com um perfil único operacional [11]. Apresenta como grande vantagem o facto de a variabilidade da produção combinada de diferentes centrais renováveis, com base em diferentes recursos e diferentes locais numa ampla área, ser mais suave do que a variabilidade de apenas uma central renovável. Este efeito de suavização pode ser aproveitado, reduzindo assim a necessidade do aumento da flexibilidade do sistema electroprodutor¹ em resposta ao aumento da contribuição renovável [12].

No âmbito desta dissertação, não se pretende estudar a produção combinada de diferentes centrais renováveis dispersas no espaço, mas sim a possível complementaridade da energia hídrica e eólica através de um SH, sendo este um caso particular da CRV.

¹ No capítulo 3.1 encontra-se uma detalhada definição de flexibilidade de um sistema electroprodutor

Capítulo 3 – Desafios da ampla integração de energias renováveis num sistema electroprodutor

Pequenas contribuições de energia variável no tempo no sistema elétrico produtor, características de fontes de energia renovável como a energia eólica, não implicam grandes constrangimentos na gestão do mesmo. Porém, tal não se verifica à ampla integração de energias renováveis variáveis.

Desta forma, tornam-se relevantes as restrições impostas pela variabilidade climática na geração renovável, determinando quanto e quando há produção de energia elétrica. Tal geração adquire, assim, características de um recurso variável, de difícil previsão, o que dificulta a gestão do sistema electroprodutor.

3.1. Variabilidade dos recursos renováveis

Como referido anteriormente, as fontes de energia renovável não despacháveis são caracterizadas por apresentarem uma elevada variabilidade. Contudo esta pode ser vista de diferentes perspetivas, pois nem todas as fontes de VRE variam do mesmo modo, podendo ser discretizada em variabilidade espacial e variabilidade temporal. Deste modo o presente subcapítulo pretende pormenorizar de que modo as fontes de VRE, presentes nesta dissertação, variam e como tais variações podem por vezes ser mitigadas. De um modo geral, a energia eólica apresenta variações acentuadas para curtos períodos de tempo, de segundos à escala sazonal. Da perspetiva inter-anual, as flutuações observadas na geração a partir do recurso de vento são mais reduzidas comparativamente a faixas temporais mais reduzidas.

Contrariamente, a energia hídrica apresenta elevadas variações na escala de tempo inter-anual e baixas variações dentro da escala diária.

3.1.1. Variabilidade do recurso eólico

A velocidade do vento está em constante mudança resultando, assim, numa potência extraída de uma turbina eólica igualmente variável. Estas constantes mudanças, também caracterizadas na literatura como flutuações de potência, são distintas quando analisadas a diferentes escalas de tempo. Isto é, a alta variabilidade temporal que se verifica em curtos períodos, como segundos e minutos, não possui a mesma amplitude em períodos prolongados, tais como anos. Em [13] analisou-se a geração de energia elétrica para um período máximo de 10 anos, desde 2000 a 2010, para quatro centrais eólicas dos EUA (Estados Unidos da América). A Figura 3.1 representa a geração mensal nessas centrais por mês para a faixa temporal anteriormente referida. Observa-se que, efetivamente, a variação de energia eólica para diferentes meses e anos apresenta uma elevada variabilidade temporal. Contudo, verifica-se a existência de um padrão sazonal, com um decréscimo da intensidade de vento entre abril e setembro e um posterior incremento da geração eólica de outubro a março. Observa-se, ainda, um decréscimo na produção no mês de fevereiro em todos os anos, devido a este mês apresentar menos dias.

Agregação de geração de energia elétrica de origem hídrica e eólica num sistema autossuficiente

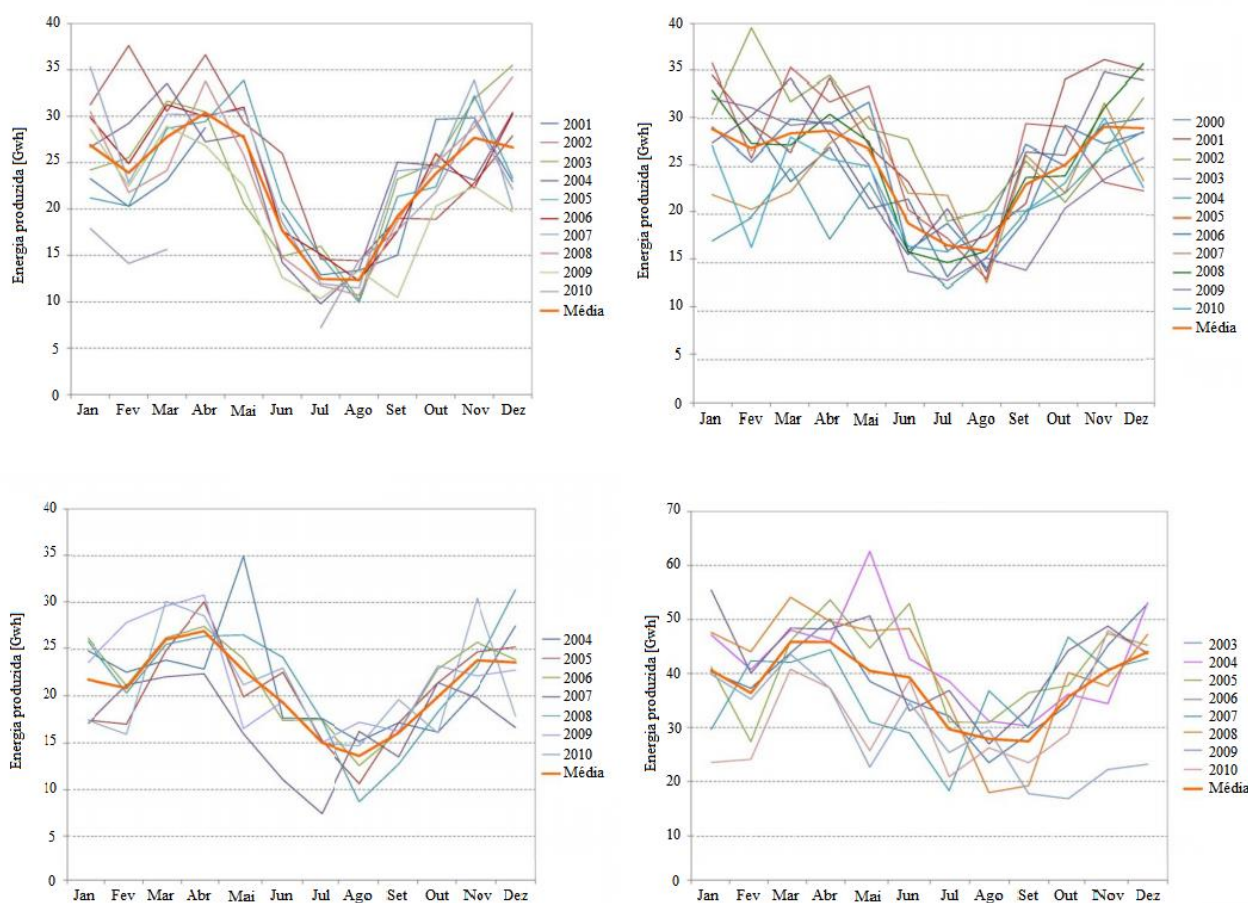


Figura 3.1 - Variação da geração de energia eólica: Central eólica de Storm Lake (Iowa, USA); Central eólica de Lake Benton (Minnesota, USA); Central eólica de Blue Canyon (Oklahoma, USA); Central eólica de Trent Mesa (Texas, USA). (adaptada de: [13])

Do ponto de vista de uma só turbina eólica, é expectável que esta apresente altas flutuações de potência no tempo. Contudo, o agrupamento com outras turbinas irá reduzir este efeito de variabilidade, sendo a sua produção mais continua no tempo. Dito isto, a variação de uma só turbina será sempre superior à variação de uma central eólica, e a variação de uma central eólica será sempre superior à variação de um conjunto de centrais eólicas e por assim adiante. Deste modo, os estudos [14-15] apontam para grandes benefícios na agregação de centrais eólicas, sendo que, em [14] é reportado que a variação horária do vento integrada para um diâmetro de 100 km é reduzida até quatro vezes quando comparada com a variação a observar num dado local de uma turbina eólica. É, ainda, evidenciado que este fator de redução é ampliado para dezasseis vezes quando considerado um diâmetro de 1000 km. A Figura 5.2 apresenta a geração de energia elétrica para uma faixa temporal superior a 150 h, estando aí representadas desde a variação de uma só turbina até a variação de um conjunto de países.

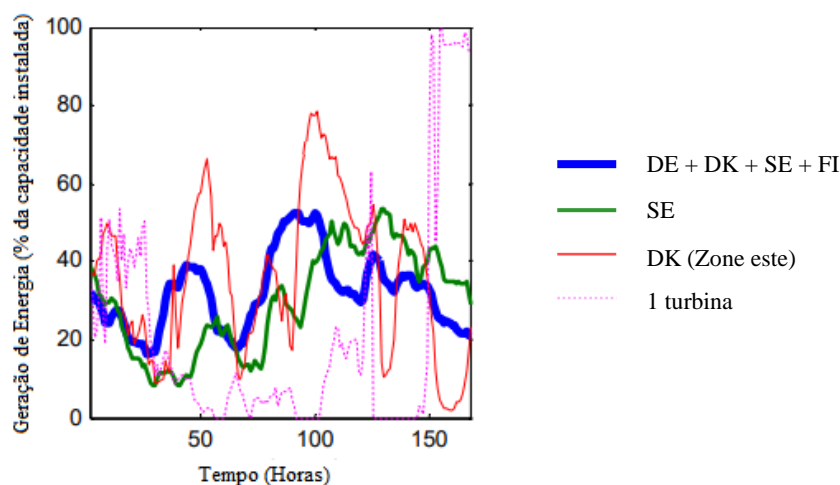


Figura 3.2 – Variação da geração de energia eólica: A rosa e tracejado por uma turbina; A vermelho na zona este da Dinamarca (DK); A verde na Suécia (SE); A azul na Alemanha (DE), Dinamarca (DK), Suécia (SE) e Finlândia (FI) em conjunto. (adaptada de: [15])

3.1.2. Variabilidade do recurso hídrico

A geração hidroelétrica, como antes referido, apresenta uma enorme variabilidade à escala inter-anual, contudo, uma variabilidade reduzida em curtos períodos de tempo, como horas. Esta está naturalmente relacionada o recurso hídrico, sendo este dependente da precipitação e evapotranspiração. Contudo, contrariamente à energia solar e eólica, a energia hidroelétrica apresenta a vantagem de o recurso hídrico poder ser armazenado, designadamente em albufeiras de regularização, existindo assim uma controlabilidade sobre o recurso em si e consequentemente sobre a potência extraída. Naturalmente, a não existência de uma albufeira de regularização, conduzirá a flutuações de potência na geração hidroelétrica, visto que, o caudal natural do rio varia com o tempo, fazendo variar de igual forma a potência extraída pela central.

Desta forma, os aproveitamentos hidroelétricos são normalmente distinguidos entre dois tipos: aproveitamento hidroelétricos a fio-de-água, que por norma não apresentam capacidade de armazenamento, estando a potência extraída do mesmo dependente do caudal natural do rio; aproveitamentos hidroelétricos de albufeira, onde existe capacidade de armazenamento de energia, através da retenção de água. Neste caso, a central hidroelétrica apresenta controlabilidade sobre a potência extraída.

Contudo, a variabilidade temporal do recurso é naturalmente importante em ambos os tipos de aproveitamentos, visto que, a quantidade de recurso armazenado irá sempre depender dos caudais afluentes aos aproveitamentos hidroelétricos. Cerca de 30% da potência hídrica instalada em Portugal respeita a aproveitamentos hidroelétricos a fio de água [16], sendo assim importante ter em consideração de que modo o recurso hídrico disponível varia e de que forma influencia a geração hidroelétrica. Em [17] realiza-se o balanço meteorológico do recurso hídrico para o ano hidrológico ² compreendido entre

² O ano hidrológico, no hemisfério norte, tem por início dia 1 de outubro e termina a 30 de setembro.

2014 e 2015, em Portugal. A Figura 3.3 representa a variação da precipitação mensal para os anos hidrológicos de 2004-2005, 2011-2012, 2014-2015 e para os valores médios mensais para cada mês entre 1971 e 2000. É possível verificar que a uma enorme variabilidade temporal da precipitação mensal para diferentes anos. Contudo, verifica-se que cerca de 70% da precipitação ocorre durante o período húmido, entre outubro a março.

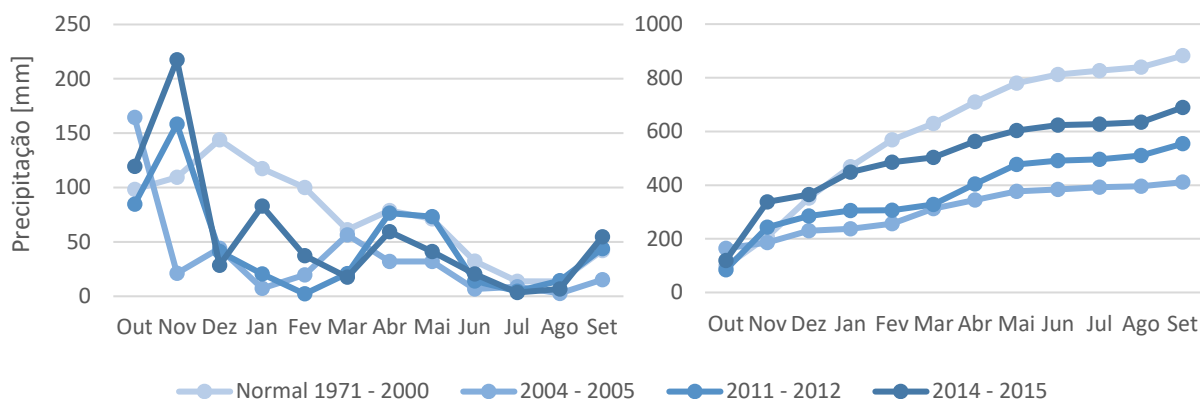


Figura 3.3 – Precipitação mensal verificada para os anos hidrológicos de 2004-2005, 2011-2012, 2014 – 2015 e para os valores médio mensais entre 1971 e 2000: À esquerda o valor de precipitação em valor absoluto; À direita precipitação acumulada (adaptada de: [17])

Apesar de a precipitação não ser o único fenómeno responsável pela variabilidade hídrica, estando a mesma ainda dependente da evapotranspiração, e logo, da temperatura média do ar, a variabilidade precipitação, e os outros recursos que definem a variabilidade do recurso hídrico, ajuda a compreender a evolução dos volumes armazenados nas bacias hidrográficas. A Figura 3.4 representa a evolução dos recursos armazenados, por bacia hidrográfica, entre os anos hidrológicos de 2013-2014 e 2014-2015. Verifica-se, assim, que a curva de variabilidade de precipitação corresponde à curva de variabilidade dos volumes armazenados nas bacias hidrográficas, fator preponderante para a geração de energia elétrica através da hidroeletricidade.

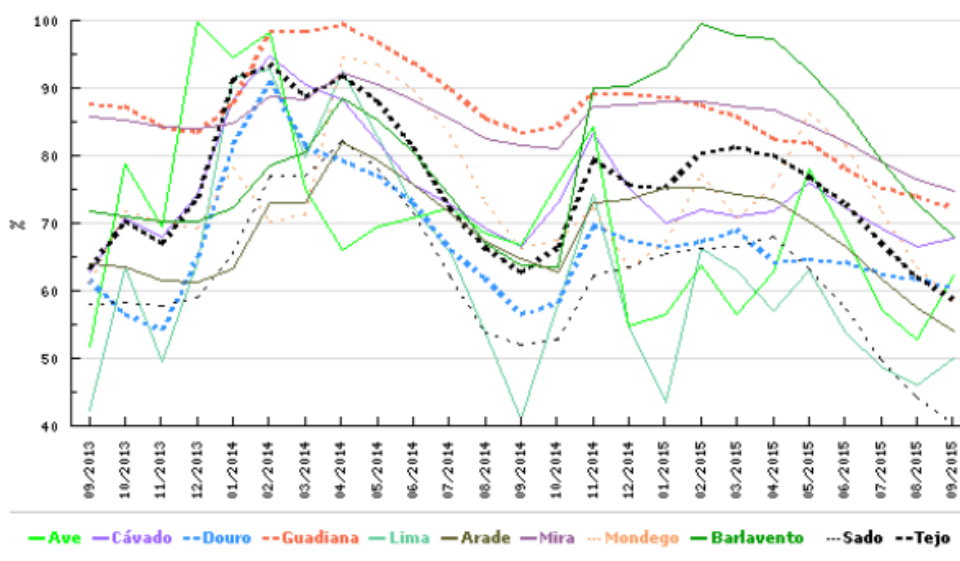


Figura 3.4 – Evolução do volume armazenado por bacia hidrográfica (retirada de: [17])

Deste modo, é de esperar um aumento da geração de energia hidroelétrica durante o período húmido, quando os caudais afluentes aos aproveitamentos tenderão a ser superiores. Contudo, esta previsão apenas deve ser considerada para os aproveitamentos hidroelétricos a fio de água, pois não apresentam controlabilidade na geração de energia elétrica, variando inevitavelmente com o caudal do rio. A variabilidade sazonal que se verificou através da precipitação, que por sua vez induz também variabilidade no volume armazenado nas bacias hidrográficas, irá ser determinante para ditar a disponibilidade de recurso disponível nas albufeiras.

3.2. Flexibilidade de um sistema electroprodutor

A flexibilidade do sistema electroprodutor irá determinar a percentagem de contribuição de energia variável que poderá ser integrada no mesmo. Esta abrange todos os atributos constituintes do mesmo, relacionando o quanto este conjunto consegue ser fiável, do ponto de vista de segurança, e eficiente quando acoplado à variabilidade e incerteza do consumo e produção de energia elétrica [18]. O conceito de flexibilidade sempre foi um tema bastante importante no sector de energia elétrica devido à elevada variabilidade do consumo de eletricidade e o modo como o sistema electroprodutor é capaz de responder a estas variações. Contudo, o aumento das contribuições de energias renováveis variáveis ampliou a relevância deste conceito, visto que, a imprevisibilidade do consumo de energia elétrica é agora acoplada à imprevisibilidade da produção de energia elétrica das fontes de VRE.

3.2.1. Definição de flexibilidade de sistema electroprodutor

Segundo a IEA, o modo como se define a flexibilidade de um sistema electroprodutor tem vindo a evoluir ao longo do tempo, refletindo a evolução da tecnologia e do mercado de energia. Inicialmente, em 2008, definiram que a mesma era representada pela capacidade de operar de forma confiável, em segurança, com contribuições significativas de fontes de VER [18]. Em 2011 surgiu uma nova definição por parte da IEA, definindo que a flexibilidade exprimia o quanto um sistema electroprodutor era capaz de modificar a sua produção ou consumo de energia elétrica em resposta à esperada, ou não, variabilidade verificada [18]. Anos mais tarde, entre 2012 e 2014, este conceito começou a ser definido com base no espaço de tempo a que este se aplica, sendo discriminado em estabilidade, balanço e adequabilidade. O desenvolvimento da flexibilidade do sistema electroprodutor com base no espaço de tempo continuou a ser desenvolvido e cada vez mais específico, sendo que em 2014, se introduziu a distinção entre a flexibilidade na operação do sistema electroprodutor e flexibilidade de capacidade de rampa [18].

Atualmente e nos últimos anos, após 2014, a definição de flexibilidade é dada de modo mais pormenorizada, tendo por base o espaço de tempo a que esta flexibilidade se aplica, como é referenciado no capítulo 3.1.2.

A elevada variabilidade dos recursos energéticos associados às energias renováveis variáveis, acoplada de variação do consumo de energia elétrica, tem sido aqui a principal razão apontada para a necessidade da flexibilidade do sistema electroprodutor. Contudo, a integração de elevadas contribuições de energia renovável variável acresce, ainda, a dificuldade de gestão do mesmo a níveis de segurança de rede.

Agregação de geração de energia elétrica de origem hídrica e eólica num sistema autossuficiente

Fontes de VRE utilizam controladores de potência por forma a se interligarem com a rede elétrica e são normalmente caracterizados por estarem equipados com geradores assíncronos. Contrariamente, os geradores convencionais que estão, normalmente, ligados à rede elétrica são do tipo síncronos. Estes, operam à frequência da rede, caracterizada na Europa por 50 hertz, contribuindo para a inércia do sistema [19]. Por outro lado, geradores não síncronos não fornecem inércia, sendo incapazes de reagir às variações de frequência do sistema, podendo resultar em problemas de instabilidade [19].

Dado ao facto das fontes de VRE serem do tipo de geração não síncrona, requerem uma diferente abordagem por forma a garantir a estabilidade do sistema [18].

3.2.1. Flexibilidade em diferentes escalas de tempo

A flexibilidade de um sistema electroprodutor é dependente de diversos parâmetros, sendo que a escala de tempo é predominante no domínio e intensidade da mesma (necessidade de flexibilidade). Diferentes processos e necessidades do sistema electroprodutor estão por trás da razão/necessidade de flexibilidade, sendo que a escala de tempo é definida pelo quão rápido tem de ser a resposta do sistema e pela dimensão do período a que esta é sujeita [20].

Esta pode, assim, ser definida por intervalos de tempo curtos, médios e longos. Os curtos intervalos de tempo são caracterizados entre segundos a horas. As principais causas intervenientes na necessidade de flexibilidade para estes períodos são a necessidade de regulação de frequência e potência, causado pelo défice entre o consumo e a geração de energia elétrica, a gestão de congestão na rede e falhas de balança de energia das entidades responsáveis. Estes casos devem-se, mais especificamente, a falhas na previsão do consumo ou geração, desconexão de centrais de geração e variações bruscas de cargas. Relativamente à congestão de rede, esta é gerida pelo operador de rede de transporte (ORT) e pelo operador de rede de distribuição (ORD), que são as entidades responsáveis pelo transporte e distribuição de energia elétrica, respetivamente [21].

Períodos de horas a dias são classificados como intervalos médios de necessidade de flexibilidade [20]. Estes são normalmente caracterizados pela regulação da potência ativa de acordo com as previsões de consumo e geração das fontes de VRE. As previsões realizadas no mercado-diário, efetuadas no dia anterior, permitem balancear a operação do sistema através de centrais despacháveis. Consequentemente, existe uma menor necessidade de velocidade de resposta por parte dos sistemas [20].

A variabilidade inter-anual e sazonal dos recursos renováveis, como anteriormente discutido neste capítulo, levam à necessidade de estender o conceito de flexibilidade para longos períodos de tempo, usualmente caracterizado através da “segurança de abastecimento” de um sistema elétrico. Nestes casos, o sistema electroprodutor precisa de dar resposta, para grandes períodos de tempo, a elevados consumos de energia elétrica ou diminuições na produção renovável variável normalmente influenciadas pelo clima. Períodos de seca, característicos de uma fraca produção de energia hidroelétrica ou variações abruptas de temperatura, que levam ao aumento ou diminuição do consumo de energia elétrica, são alguns dos casos mais comuns de influência do clima na necessidade de flexibilidade do sistema electroprodutor para longos períodos de tempo.

Dificuldade da ampla integração de energias renováveis num sistema electroprodutor

Por forma a ajudar a perceber o conceito por trás deste termo, e o modo de operação associados a cada escala de tempo, a Figura 3.5 categoriza a necessidade de flexibilidade em três faixas temporais. A graduação da cor define o quão crucial é a resposta rápida do sistema e/ou a duração do período aplicado ao domínio de flexibilidade especificado, sendo que a escala de importância aumenta de tons mais claros para os tons mais escuros.

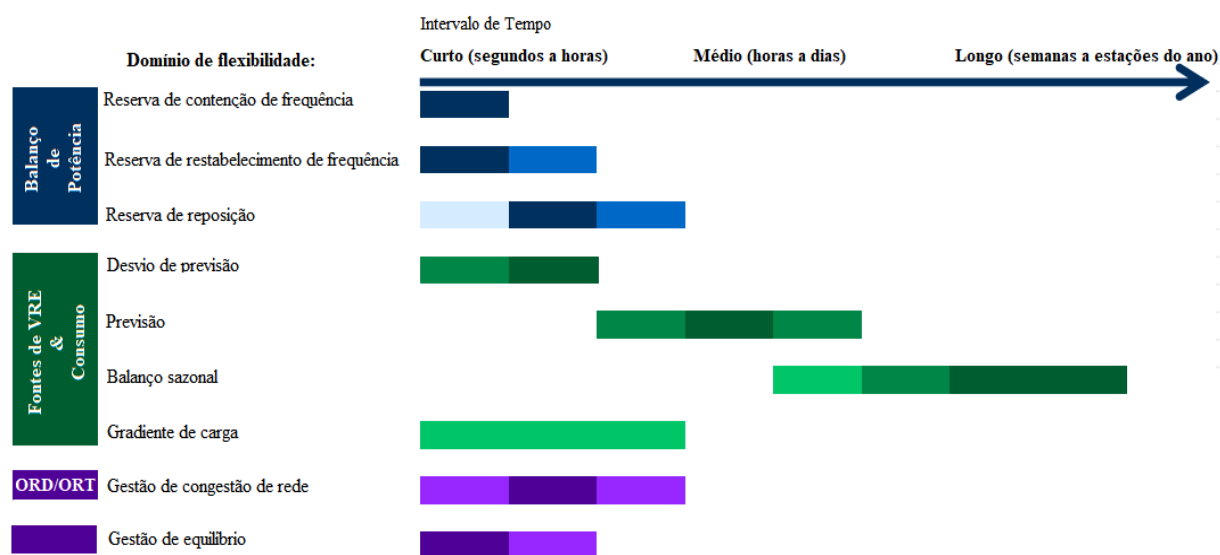


Figura 3.5 – Domínio e necessidade de flexibilidade por intervalo de tempo. (adaptada de: [20])

3.2.2. Interligação com outros sectores

Outros estudos presentes na bibliografia propõem interligações com outros sistemas, como o sistema de transporte ou sistemas de armazenamento de energia, por forma a dar apoio do ponto de vista da flexibilidade dos sistemas electroprodutores. Segundo o estudo 21CPPR (*21st Century Power Partnership Report*), realizado por diversas instituições de renome mundial³, a inovação dos sistemas electroprodutores pode ser vista do ponto de vista de onze domínios, dos quais a flexibilidade está diretamente relacionada com quatro: flexibilidade das fontes de geração de energia elétrica; integração com sistemas de aquecimento e arrefecimento; integração com o sector de transporte; e integração com sistemas de armazenamento de energia [22]. Relativamente à flexibilidade de geração das fontes de energia elétrica, as centrais convencionais, como é o caso das centrais térmicas a carvão, estão a ser recondiçionadas, por forma a providenciar flexibilidade ao sistema electroprodutor. Pela mesma razão, centrais de fonte de VRE estão a ser munidas com sistemas controladores de potência permitindo, assim, um aumento de controlabilidade sobre a potência entregue pelas mesmas.

³ “21st Century Power Partnership Report” conta com a presença da NREL (National Renewable Energy Laboratory), BIT (Beijing Institute of Technology), JREF (Japan Renewable Energy Foundation), POSOCO (Power System Operation Corporation LIMITED, India), ESMAP (Energy Sector Management Assistance Program by World Bank), IEA (International Energy Agency) and JISEA (Joint Institute for Strategic Energy Analysis)

Do ponto de vista da integração com sistemas de aquecimento e arrefecimento, a crescente inovação na interligação destes sistemas com o sistema electroprodutor, normalmente à custa de centrais de cogeração de ciclo combinado, irá continuar a contribuir para o aumento da flexibilidade dos sistemas electroprodutores. Com o crescente desenvolvimento das redes inteligentes, a agregação de sistemas de distribuição de aquecimento e arrefecimento com o armazenamento de energia térmica é uma das inovações propostas para aumentar a eficiência e flexibilidade dos sistemas.

A interligação do sistema de transporte com sistemas de produção de energia elétrica é outros dos temas referidos neste relatório. Esta fundamenta-se no crescente desenvolvimento e expansão da tecnologia de carros elétricos, sendo que os mesmos podem garantir o balanceamento do consumo de eletricidade e suporte na flexibilidade da rede. Neste âmbito, alguns estudos [23]-[24] começam agora a ser apresentados pela comunidade científica. Em [23], concluíram que a interligação destes sectores, através do conceito “*Vehicle to Grid*”, que interliga a tecnologia de veículos elétricos com a rede elétrica, reduz a necessidade de utilização de tecnologias convencionais de armazenamento de energia. Verificou-se, ainda, um aumento da flexibilidade da rede elétrica, existindo agora a possibilidade de uma maior contribuição de energia por parte de sistemas fotovoltaicos, em deterioramento, de centrais eólicas *offshore* [23]. Esta informação apresenta valor acrescentado, do ponto de vista dos autores, visto que caracterizam os sistemas fotovoltaicos como economicamente mais viáveis do que sistemas eólicos *offshore*. Em [24] estudou-se o impacto dos carros elétricos na participação do que, na nomenclatura inglesa, se designa por *Ramp Market*. Verificou-se um aumento na flexibilidade do sistema electroprodutor, com a cooperação dos carros elétricos com centrais convencionais de produção de energia elétrica, aumentando a capacidade de rampa das mesmas.

Por fim, as tecnologias de armazenamento de energia são fundamentais para ampla integração de eletricidade de origem renovável no sistema electroprodutor. Por forma a garantir este objetivo, os sistemas electroprodutores têm-se tornado mais flexíveis e melhor equipados com o auxílio de tecnologias de armazenamento.

3.2.3. Fases de penetração de VRE no sistema electroprodutor

Sendo este conceito de flexibilidade bastante abrangente quando referido ao sistema electroprodutor, a IEA identificou diferentes fases de penetração de energia renováveis variáveis no sistema electroprodutor. Tal pretende, analisar os principais problemas observados num sistema electroprodutor dependendo da fase de desenvolvimento [18].

Este conceito foi distribuído em seis fases distintas. A primeira fase é caracterizada pelo início da implementação de VRE no sistema electroprodutor, sendo a influência da mesma quase insignificante para a segurança e fiabilidade do sistema.

De seguida, na segunda fase, à medida que se adiciona capacidade renovável, de característica variável, observam-se diferenças significantes entre as previsões de energia elétrica produzida pelas respetivas renováveis e o consumo esperado.

Na terceira fase, com o aumento da capacidade renovável, começa-se a verificar a necessidade da flexibilidade do sistema devido a grandes variações no equilíbrio entre o consumo e a produção.

O quarto ponto já é característico de contribuições significativas de energias renováveis variáveis no sistema electroprodutor. Observa-se que as fontes de VRE são capazes de providenciar a maioria das necessidades energéticas nos sistemas em períodos específicos de tempo.

Dificuldade da ampla integração de energias renováveis num sistema electroprodutor

As últimas duas fases são caracterizadas por elevadas penetrações de energias renováveis, onde é possível observar as grandes dificuldades da integração de tais contribuições no sistema electroprodutor. Verifica-se, agora, a necessidade de *curtailment*⁴ da geração das centrais renováveis, bem como, a necessidade de controlabilidade do consumo de energia elétrica e o modo a que este pode ser transitado para os períodos de maior produção renovável. Grandes necessidades de armazenamento e outros vetores energéticos, como o hidrogénio, tornam-se elementos importantes para a estabilidade e operação do sistema electroprodutor.

A Figura 3.2 categoriza as fases de desenvolvimento de penetração de VRE no sistema electroprodutor para um conjunto de países seleccionados. É de salientar que as últimas duas fases (fase 5 e 6), anteriormente apresentadas, não foram ainda atingidas por qualquer país e que Portugal se encontra na terceira fase de evolução da contribuição renovável, sendo o país mais desenvolvido nesta fase.

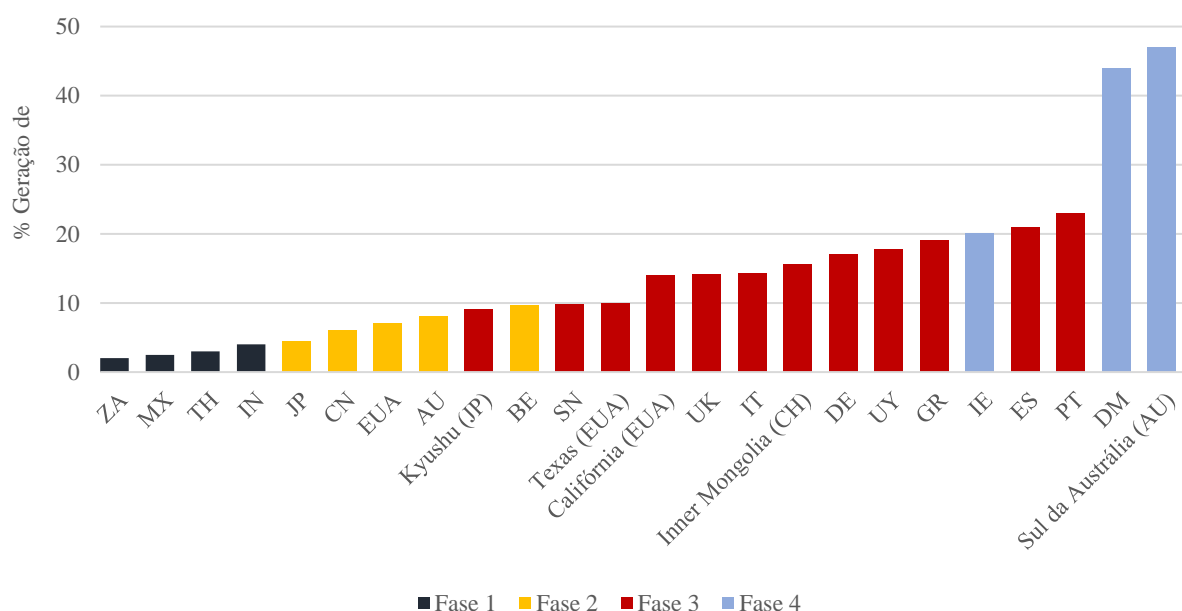


Figura 3.6 – Fase de desenvolvimento da penetração de VRE por região/país (adaptada de: [18])

3.3. Necessidade de *curtailment*

Com o incremento da contribuição de VRE cresce, igualmente, a necessidade também a *curtailment*. A mesma diminui com a interligação entre redes, pois existe possibilidade de exportação de energia elétrica, e com o aumento da capacidade de armazenamento, que permite aumentar o consumo de energia elétrica. Em [25] encontram-se reportado os dados históricos e as práticas comuns de

⁴ Segundo a NREL, *curtailment* é a redução da potência gerada face à potência nominal que poderia ser produzida por um gerador dado as condições a que este está sujeito. Este conceito existe muito antes da implementação da tecnologia eólica e solar no sistema electroprodutor, normalmente devido a problemas de congestionamento na rede elétrica [25].

Agregação de geração de energia elétrica de origem hídrica e eólica num sistema autossuficiente

curtailment nos Estados Unidos. A Figura 3.7 reporta a percentagem de *curtailment* da geração total de energia eólica para diversos estados dos EUA e a capacidade instalada por estado para o ano 2013. Verifica-se que para o estado do Texas (ERCOT) - segundo estado dos EUA que apresenta melhor fase desenvolvido para a penetração de VRE seguido pela Califórnia, e maior capacidade instalada em energia eólica – registou a maior percentagem de *curtailment* de energia eólica ao longo dos anos. As causas mais frequentes responsáveis pela necessidade de redução da geração eólica foram o excesso de produção de energia elétrica (*oversupply*), os limites de transmissão e a congestão na rede.

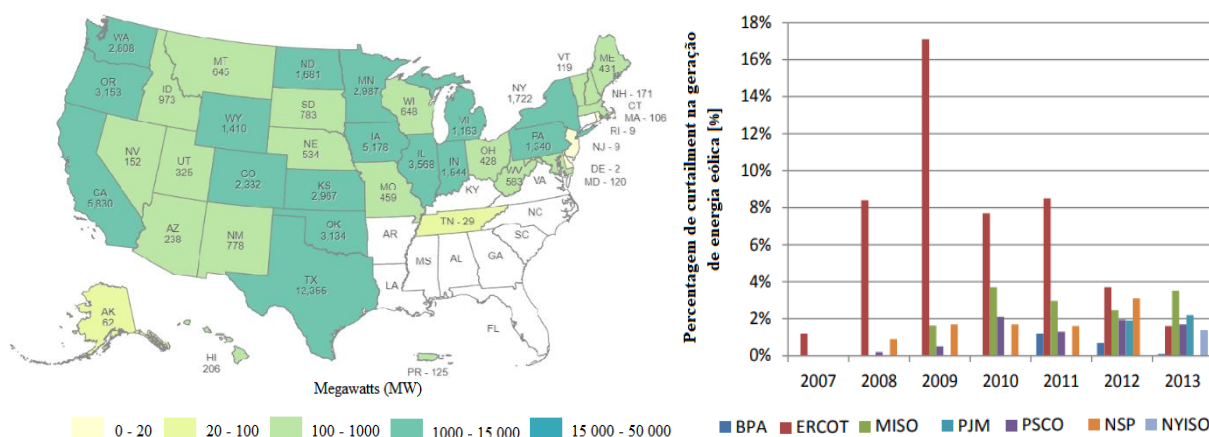


Figura 3.7 – Capacidade instalada de energia eólica por estado nos EUA e percentagem de *curtailment* de geração total de energia eólica para diversos estados dos EUA. À esquerda, capacidade instalada de energia eólica (adaptada de [26]) e à direita percentagem de *curtailment* (adaptada de: [25])

O sistema electroprodutor do TEXAS (ERCOT) conseguiu diminuir os elevados valores de *curtailment* que se verificaram entre 2008 até 2011 através da expansão da rede elétrica e de melhorias no modo de operação do sistema electroprodutor [25].

Outros estudos, como [27], concluíram que por forma a garantir elevadas contribuições de energia renovável variável nos sistemas electroprodutores, serão necessárias significativas percentagens de *curtailment*.

3.4. Necessidade de controlabilidade sobre o consumo de energia

A controlabilidade dos sistemas electroprodutores sobre o consumo, normalmente denominada por “gestão de consumo”, para fins de equilíbrio com a produção de energia elétrica, é um dos pontos que ajuda a conferir uma melhor estabilidade ao sistema e uma maior flexibilidade.

Este conceito de controlabilidade consiste na implementação de medidas com objetivo de influenciar o perfil de consumo de energia elétrica, mudando assim, os hábitos de consumo da população num período específico de tempo. Estas medidas podem ser caracterizadas em quatro grupos, dependendo do impacto no perfil de consumo, estando representados na Figura 3.8 [28].

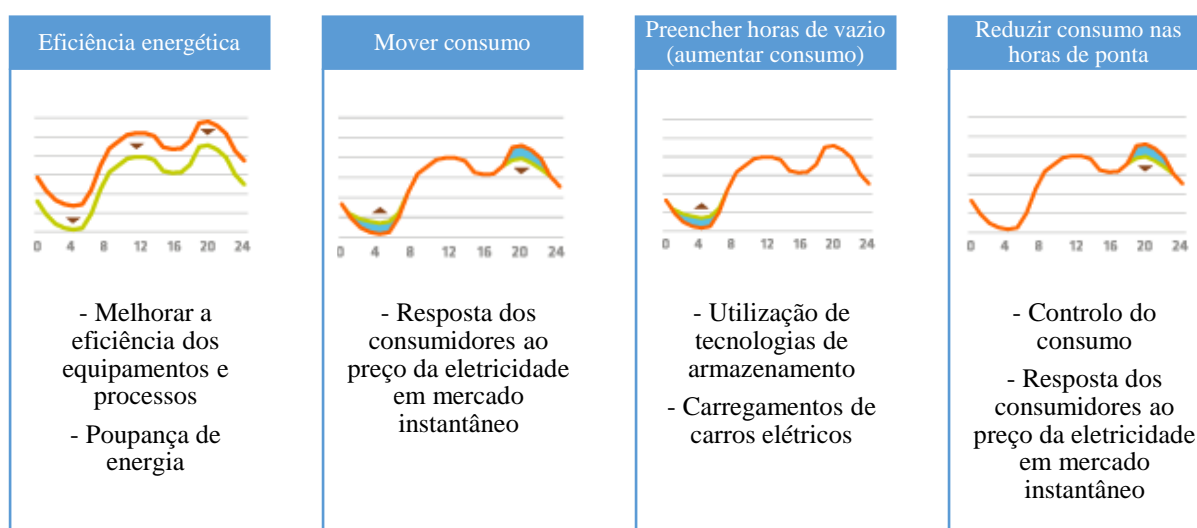


Figura 3.8 – Medidas para o controlo sobre o consumo de energia elétrica (adaptada de: [28])

Este conceito ganha mais relevância com o aumento da contribuição de VRE, estando referenciado por alguns estudos como o modo de operação economicamente mais viável para fins de suporte da variabilidade das energias renováveis [29].

3.5. Necessidade de sistemas de armazenamento de energia

Como anteriormente referido, e reportado por diversas fontes, os sistemas de armazenamento de energia apresentam um papel fulcral em cenários de estudo de alta integração de energias renováveis variáveis. Estudos no âmbito da necessidade de armazenamento para cenários de 100 % de contribuição de VRE [30]-[31] demonstram uma grande necessidade de capacidade de armazenamento. Em [30], verifica-se que, para um cenário de contribuição 100% por parte de energia solar e eólica, repartida igualmente entre as duas fontes, seria necessário transitar de uma capacidade de 11 GW para 277.9 GW, num estudo realizado para as zonas de Nova Inglaterra, Nova Iorque, Médio Atlântico, Centro-Oeste e parte da zona sul dos Estados Unidos da América. É importante salientar que a capacidade atual instalada em todo o mundo é de aproximadamente 176.5 GW, sendo que 97% é constituída por centrais PHSS [32]. Em [31] verifica-se as necessidades energéticas a serem armazenadas para cenários de 100% eólico e 100% de energia solar, bem como para cenários de repartição entre as duas fontes de energia. Verificou-se, para esse estudo, que um *mix* ideal por forma a reduzir as necessidades energéticas a serem armazenadas seria de 70% proveniente de energia eólica e 30% de solar.

Capítulo 4 – Metodologia

4.1. Definição do problema

De acordo com o objetivo da dissertação, no presente capítulo descreve-se a metodologia implementada na geração de um modelo de gestão de uma central renovável virtual (CRV) sem ligação à rede elétrica, isto é, inserida num ambiente de autossustentabilidade. Pretende-se, deste modo, identificar um comportamento ótimo da agregação de energia hidroelétrica e eólica. A CRV considerada é constituída por uma central eólica e duas centrais hidroelétricas, estas últimas associadas a barragens criando albufeiras com capacidade de regularização. Do ponto de vista da produção hidroelétrica, as duas albufeiras estarão ligadas entre si, através da designada central de montante, instalada no aproveitamento de montante e que turbinar para a de jusante. A central hidroelétrica de jusante, associada à albufeira de jusante, turbinar para o curso de água onde se insere.

Como referido anteriormente, a geração eólica possui as características de uma fonte de energia renovável variável no tempo. Desta forma, os modelos de gestão da CRV assumem que a geração eólica é não controlável e a geração hidroelétrica controlável. O equilíbrio entre o consumo e a produção irá ser garantido através da componente hídrica do sistema, atuando em fase de turbinagem caso a energia eólica produzida não seja suficiente para suprir o consumo e em fase de bombagem caso a energia eólica seja excedente. No entanto, é importante salientar que existem restrições de funcionamento inerentes aos sistemas hídricos, por insuficiência de recurso ou de capacidade de armazenamento nas albufeiras, podendo assim ocorrer a impossibilidade de turbinar ou bombear de água. Consequentemente, é considerado a possibilidade de *curtailment* sobre a central eólica, capaz de diminuir a produção de energia elétrica proveniente do mesmo, caso assim seja necessário, de modo a garantir o equilíbrio entre a produção e o consumo de energia elétrica.

A modelação das centrais constituintes do sistema híbrido analisado, teve por base as características dos aproveitamentos hidráulicos de Sabugal (a montante, no rio Côa, bacia hidrográfica do rio Douro) e de Meimoa (a jusante, na ribeira de Meimoa, bacia hidrográfica do rio Douro), que constituem o caso de estudo desta dissertação. Tais albufeiras estão atualmente interligadas tendo-se admitido que ambas seriam equipadas com centrais hidroelétricas, sendo que a albufeira do Sabugal turbinaria para a de Meimoa e esta última para o curso de água em que se insere, a ribeira de Meimoa, como antes especificado. Adicionalmente, foram também consideradas as disponibilidades hídricas afluentes àqueles aproveitamentos, o perfil de consumo de energia elétrica em Portugal Continental e uma série anual teórica horária de potência gerada por uma turbina eólica de 2,05 MW, estabelecida previamente para fins educativos. Os dados de base referidos anteriormente serão descritos de forma mais pormenorizada na seção 4.3.

Na secção 4.4 sistematizam-se os modelos numéricos que caracterizam a produção de energia elétrica nas centrais renováveis constituintes da CRV por fonte de energia.

Para analisar o problema, realizaram-se duas abordagens que visam estudar o modelo de gestão do sistema da CRV. Inicialmente, criou-se um modelo de simulação através do software *MATLAB* que define aproximadamente a operação conjunta das centrais renováveis constituintes do sistema. Pretende-se, assim, implementar um algoritmo computacional de simulação da exploração coordenada das

diferentes centrais em presença, que, no essencial, é maioritariamente constituído por comandos lógicos (IF, ELSE IF, ELSE), que descrevem os casos possíveis de operação da CRV e a respetiva decisão. Porém, é evidente que os seguimentos dos comandos lógicos aplicados poderão não representar o comportamento ótimo da agregação de energia hidroelétrica e eólica. Torna-se assim necessário averiguar o quanto próximo se apresenta o modelo criado do ótimo pretendido.

Consequentemente, procedeu-se à otimização do sistema através do software *GAMS*. Recorreu-se, assim, a funções, variáveis de decisão e restrições do sistema que descrevem o problema, a fim de se realizar a otimização do modelo de gestão da CRV. O objetivo será, através do programa de otimização *GAMS*, obter a melhor decisão a ser tomada a cada hora de modo a obter-se o menor custo de produção de energia elétrica. Tal custo dependerá dos custos de operação e manutenção das respetivas fontes de energia, do desperdício de energia proveniente da energia eólica e das descargas efetuadas nas albufeiras consideradas que não se traduziram em produção de energia elétrica.

Mais precisamente, pretende-se efetuar o equilíbrio entre a produção e o consumo de energia elétrica de forma a obter o menor desperdício de energia, para o que se considerou prioritária a produção de energia eólica a par com a minimização do número mínimo de descargas das albufeiras quando os volumes de água em jogo excedem a respetiva capacidade útil. Relativamente à associação das albufeiras, será dado prioridade à produção na albufeira de montante, visto que o volume turbinado na central hidroelétrica de montante será descarregado na albufeira de jusante, mantendo assim esse volume disponível no sistema, logo, contribuindo para um melhor aproveitamento de água. Note-se que, a decisão tomada a cada passo de cálculo poderá influenciar o passo de cálculo seguinte e assim sucessivamente, visto que a decisão de produção de energia elétrica em qualquer uma das albufeiras irá determinar o volume armazenado em ambas. Importa mencionar que o passo de cálculo adotado foi a hora.

4.2. Caso de estudo

Os aproveitamentos hidráulicos de Sabugal e de Meimoa constituem o caso de estudo adotado nesta dissertação. Pertencentes ao aproveitamento hidroagrícola de Cova da Beira (AHCB), destinam-se principalmente à rega e abastecimento público, apresentando ainda a componente de produção de energia elétrica. No presente trabalho apenas se usaram as características das albufeiras e dos correspondentes circuitos hidráulicos, sem atender às necessidades de rega, contudo, não se quis deixar de apresentar o sistema real em que estas albufeiras estão integradas.

O AHCB localiza-se na região da Cova da Beira, mais precisamente na parte setentrional da Beira Baixa, e permite o abastecimento público de aproximadamente 80000 habitantes, dos concelhos de Sabugal, Almeida, Pinhel, Penamacor, Belmonte e Fundão. Beneficia, ainda, uma área regada de 12360 hectares. Em termos de produção de energia elétrica, está atualmente equipado com a potência de 6 MW, instalada na central hidroelétrica Sabugal-Meimoa ou Central de Meimão, que capta caudais na albufeira do Sabugal e os restitui na albufeira de Meimoa [33]. O sistema de captação e armazenamento é precisamente constituído por aquelas duas barragens e respetivas albufeiras e pelo circuito hidráulico de Sabugal-Meimoa que as interliga.

A principal infraestrutura de transporte de água, denominado de canal condutor geral (CCG), apresenta um comprimento de cerca 55 km, constituindo a rede primária de rega do aproveitamento hidroagrícola. Associado a esse mesmo canal, encontram-se diversas estruturas de compensação dos

volumes transportados, tais como, reservatórios semienterrados, barragens de aterro e um canal reservatório.

Na Figura 4.1 é possível observar a representação esquemática do AHCB, incluindo as áreas que beneficia e alguns dos troços que o compõem. O primeiro troço (T0 a T4 – Figura 4.1) é constituído pelo canal e barragem dos Escarigo, pelo Canal reservatório da Meimoa e pelas redes secundárias de rega, viária e de drenagem do bloco da Meimoa. Com a construção da barragem do Sabugal e do circuito hidráulico Sabugal-Meimoa, seguiu-se a construção do segundo troço (T4 a T7 – Figura 4.1), composto pelo reservatório de Belmonte, pela barragem de Monte do Bispo e pelas redes secundárias de rega, viária e de drenagem dos blocos de Belmonte e Caria. A fase final deste projeto deu-se com a construção da central de Meimão e do terceiro e último troço (T7 a T12 – Figura 4.1), constituído pelos reservatórios de compensação e pelas respetivas redes secundárias de rega, viária e de drenagem dos blocos de Covilhã, Fundão, Fatela e Capinha [33].

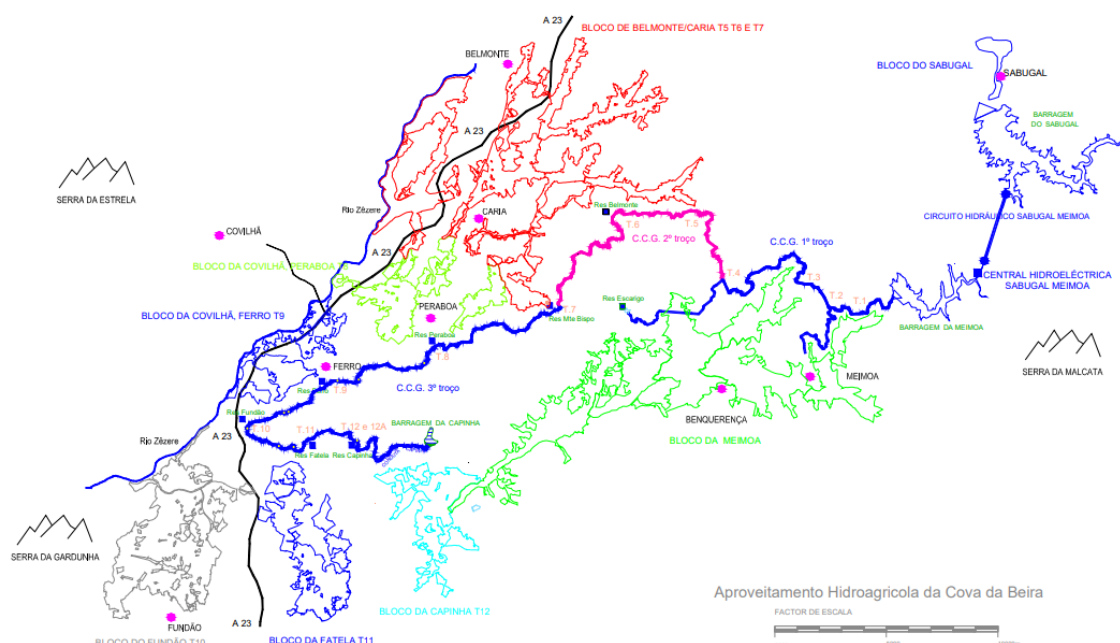


Figura 4.1 – Esquema da constituição do aproveitamento hidroagrícola de Cova da Beira (retirada de [33]).

Como referido anteriormente, na presente dissertação apenas foi tida em conta a sua componente que visa a produção de energia elétrica, constituída pelas barragens de Sabugal e de Meimoa, bem como pelo circuito que as interliga e pela central hidroelétrica de Meimão, neste último caso, no pressuposto de equipada com grupos reversíveis. Adicionalmente admitiu-se que a barragem de Meimoa estaria igualmente equipada com uma central hidroelétrica.

A modelação das centrais hidroelétricas constituintes do sistema híbrido em estudo teve por base algumas das características dos aproveitamentos hidráulicos de Sabugal e de Meimoa, tais como a geometria das albufeiras e os correspondentes, níveis de pleno armazenamento (NPA) e mínimo de exploração (NME). Admitiu-se, ainda, que as perdas de carga nos circuitos de produção de energia seriam de 3% das quedas brutas. Na definição destas últimas quedas considerou-se, no caso da central

Agregação de geração de energia elétrica de origem hídrica e eólica num sistema autossuficiente

de montante, o desnível topográfico real entre as albufeiras de Sabugal e da Meimoa, e, no caso da central de jusante, uma queda bruta teórica para o que se atendeu à inserção topográfica do aproveitamento/albufeira de Meimoa. As características relevantes para o objetivo em vista estão sistematizadas na Tabela 4.1. Anote-se que o volume mínimo corresponde ao ocorrente quando a albufeira está no nível mínimo de exploração (NME) e que o volume máximo é o definido pelo nível de pleno armazenamento (NPA). Para fins de produção de energia elétrica na central de montante, considerou-se que a queda máxima ocorre quando a albufeira de montante está no nível de pleno armazenamento e a de jusante está no nível mínimo de exploração e a queda útil mínima quando a albufeira de jusante se encontrará no nível de pleno armazenamento, conforme esquematizada na Figura 4.3. No que concerne à hipotética central de jusante, admitiram-se quedas variáveis entre um máximo e um mínimo para albufeira de Meimoa respetivamente no NPA e no NME (Figura 4.3). Encontra-se, ainda, ilustrado na Figura 4.2 as curvas de volumes armazenados em função da cota para ambas as albufeiras.

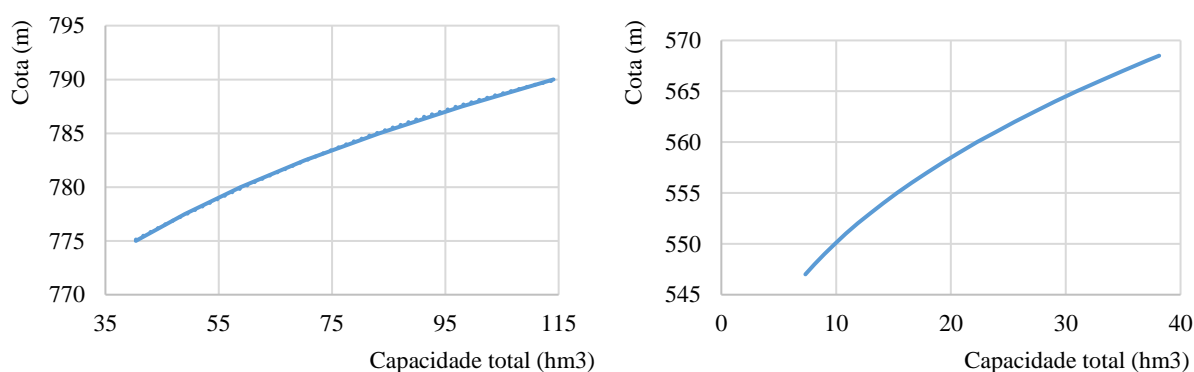


Figura 4.2 – Curva de volumes armazenados em função da cota: à esquerda para a albufeira do Sabugal; à direita para a albufeira de Meimoa

Desprezando-se as perdas por evaporação, a exploração de qualquer uma das albufeiras tem de ser feita de modo a que o nível não desça abaixo do mínimo. Estando a albufeira cheia, ou seja, no nível de pleno armazenamento, os volumes afluentes não utilizados são lançados para jusante através de descarregadores.

Tabela 4.1 - Características associadas às albufeiras dos aproveitamentos hidráulicos de Meimoa-Sabugal

Características das albufeiras do caso de estudo	Albufeira do Sabugal (a montante)	Albufeira de Meimoa (a jusante)
Volume mínimo/máximo - [hm³]	37,2 / 114,1	7,3 / 39,0
Nível de pleno armazenamento (NPA) – [m]	790,0	568,5
Nível mínimo de exploração (NME) – [m]	774,0	547,0
Queda bruta mínima/máxima – [m]	205,5 / 243,0	128,5 / 150,0 ⁵

⁵ A barragem da Meimoa apenas se destina ao armazenamento. Como tal, as quedas brutas consideradas são fictícias e apenas para o uso nesta dissertação.

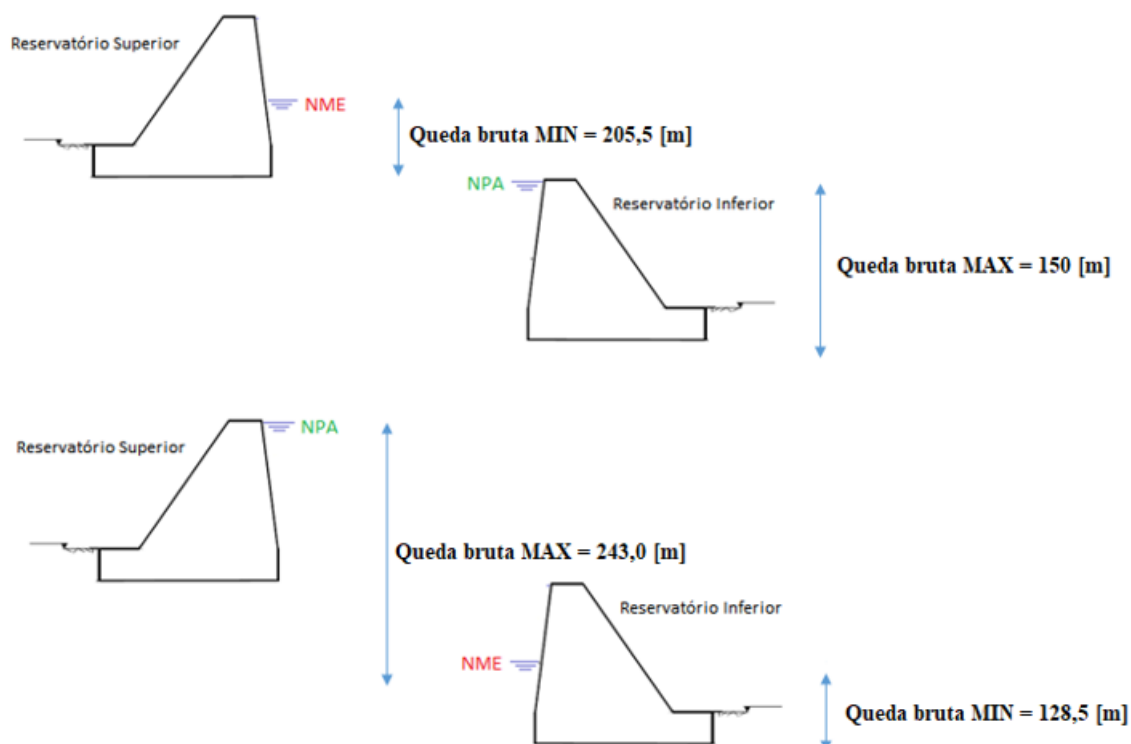


Figura 4.3 – Esquema representativo da queda bruta mínima e máxima para cada albufeira

4.3. Dados de base

4.3.1. Escoamentos

A transposição de caudais fluviais, de modo a se obterem as disponibilidades afluentes aos aproveitamentos do Sabugal e de Meimoa, processou-se a partir da estação hidrométrica de Castelo Bom, localizada no distrito da Guarda. A série histórica de caudais médios diários aí disponível compreende, 54 anos hidrológicos (de outubro de 1957 até setembro de 2011), tendo os respetivos valores sido adquiridos através do Sistema Nacional de Informação de Recursos Hídricos (SNIRH) [34]. É ainda importante salientar que os dados obtidos não apresentavam quaisquer falhas de registo, tratando-se, portanto, de uma a série completa.

O modelo de transposição utilizado é um modelo de regionalização, que tem como parâmetro a altura de escoamento anual médio. A sua aplicação obriga à proximidade das alturas do escoamento anual médio na bacia hidrográfica com registos de escoamento, a partir da qual se processa a transposição, \overline{H}_1 (mm), e na bacia hidrográfica para a qual se pretende estimar tais escoamentos, \overline{H}_2 (mm). A equação através da qual se processa a transposição de escoamentos é dada por [35]:

$$Q_{i,j}^2 = Q_{i,j}^1 \frac{Q_{mod_2}}{Q_{mod_1}} \quad (4.1)$$

Agregação de geração de energia elétrica de origem hídrica e eólica num sistema autossuficiente

onde:

- $Q_{i,j}^k$ caudal médio diário no dia j do ano i na secção k [m³/s].
- Q_{mod_k} caudal modular na secção k;

O caudal modular da secção k pode ser obtido através da equação (4.2).

$$Q_{mod_k} = \frac{\overline{V_K} * 10^6}{t} = \frac{\overline{H_K} * A_B * 10^3}{t} \quad (4.2)$$

onde:

- Q_{mod_k} caudal modular na secção k [m³/s].
- $\overline{V_K}$ volume do escoamento anual médio da bacia hidrográfica em estudo [hm³].
- $\overline{H_K}$ altura de escoamento anual médio da bacia hidrográfica em estudo [mm³].
- A_b área da bacia hidrográfica [km²].
- t tempo [s];

Com o objetivo de caracterizar o caudal modular, torna-se necessário obter o escoamento anual médio, H2, nas secções (das barragens de Sabugal e de Meimoa), para as quais se pretende transpor a informação hidrométrica. Para tanto, recorreu-se, aos seguintes métodos: fórmula de Turc, relações regionais de Quintela e mapas de isolinhas da altura do escoamento anual médio.

Caracterizado por duas equações para diferentes períodos, uma representativa de um período anual e outra para um período de 10 dias, o método de Turc foi desenvolvido com o objetivo de calcular a evapotranspiração real de uma dada região [36]. Nesta dissertação apenas foi considerada a equação referente ao período anual, que apresenta como dados de entrada ou *input* a temperatura média anual e a precipitação média anual da região em estudo.

A temperatura média anual (\bar{T}) foi obtida através da Figura A.1, presente no Anexo A, e a precipitação média anual através do SNIRH. O método anteriormente mencionado utiliza as equações (4.3), (4.4), (4.5) e (4.6) aplicadas à região em estudo [35].

$$\left\{ \begin{array}{l} Se \left(\frac{\bar{P}}{L} \right)^2 \geq 0.1 \Rightarrow \bar{E} = \frac{\bar{P}}{\sqrt{0.9 + \left(\frac{\bar{P}}{L} \right)^2}} \\ Se \left(\frac{\bar{P}}{L} \right)^2 \leq 0.1 \Rightarrow \bar{E} = \bar{P} \end{array} \right. \quad (4.3)$$

$$(4.4)$$

Onde:

- \bar{P} precipitação média anual (mm)
- \bar{E} evapotranspiração real média anual ou déficit de escoamento anual médio (mm)

A L é definida através da seguinte equação:

$$L = 300 + 25\bar{T} + 0.05\bar{T}^3 \quad (4.5)$$

Por fim, a altura de escoamento anual médio, \bar{H} , é estimada através da equação do balanço hidrológico:

$$\bar{P} = \bar{H} + \bar{E} \Leftrightarrow \bar{H} = \bar{P} - \bar{E} \quad (4.6)$$

O segundo método utilizado nesta dissertação por forma a obter o escoamento anual médio relaciona a precipitação média anual com a altura de escoamento médio anual consoante a temperatura média anual do ar e o tipo de solo da bacia hidrográfica [37] – Figura A.2 do Anexo A. Por fim, na Figura A.3, igualmente no anexo A, apresenta-se o mapa de isolinhas do escoamento anual médio utilizado na estimação direta de H2.

As características das bacias hidrográficas nas secções das barragens do Sabugal e de Meimoa, relevantes para o cálculo da altura de escoamento médio anual são representadas na Tabela 4.1, bem como os resultados obtidos. O valor utilizado de altura de escoamento médio anual para o cálculo do volume do escoamento anual médio e consequentemente do cálculo do caudal modular foi a média entre dos resultados três métodos estudados, sendo que do método do mapa de isolinhas da altura de escoamento anual médio se retirou o valor de 350 mm.

Tabela 4.2 – Escoamento anual médio afluente as albufeiras de Sabugal e de Meimoa

Albufeira	Temperatura média anual [°C]	Área da bacia hidrográfica [km²]	Precipitação média anual [mm]	Altura do escoamento médio anual [mm]					Volume do escoamento anual médio [hm³]
				Método de Turc	Método de Quintela		Mapa de Isolinhas	Média	
					Solo a	Solo b			
Albufeira do Sabugal	11,25 ⁶	130.92 ^[34]	1147.00 ^[34]	572.8	590 ³	510 ⁷	350 ⁸	505.7	66.21
Albufeira de Meimoa		60. 27 ^[34]	1014.00 ^[34]	457.1	500 ⁵	450 ⁹		439.3	26.48

⁶ ANEXO A – Figura A.1

⁷ ANEXO A – Figura A.3

⁸ ANEXO A – Figura A.2

⁹ ANEXO A – Figura A.3

4.3.2. Perfil de consumo de energia elétrica

De modo a representar um consumo local fictício de energia elétrica do ambiente em estudo, recorreu-se ao perfil de consumo de energia elétrica em Portugal Continental no ano hidrológico de 2016-2017. Os correspondentes dados foram recolhidos através da plataforma online das redes energéticas nacionais (REN) [38].

Visto tais dados se referirem a períodos de 15 min, houve que referi-los à hora de modo a que todos os dados de entrada tivessem a mesma discretização temporal.

Procurou-se, ainda, determinar um valor do consumo de energia elétrica que permitisse abordar o tema, nem muito baixo havendo excesso de potência, nem muito alto resultando excesso de falhas. Como tal, considerou-se um consumo local fictício a satisfazer representativo de 0,15% do perfil de consumo de energia elétrica em Portugal Continental, ou seja:

$$P_{carga}(t) = C_{Portugal}(t) * 0.15\% \quad (4.7)$$

Para efeitos de simulação foi necessário considerar dois perfis de consumo devido aos anos bissextos que ocorrem no período contínuo de 54 anos hidrológicos adotados nos estudos. A diferença entre estes dois perfis de consumo reside exclusivamente no dia 29 de fevereiro dos anos bissextos, sendo que os correspondentes valores foram obtidos através da média entre os valores de cada hora do dia 28 de fevereiro e 1 de março.

Num contexto geral, o perfil de consumo local considerado resulta num consumo de energia elétrica anual de 74.02 GWh, num ano não bissexto, e de 74.23 GWh, num ano bissexto.

4.3.3. Custos de operação e manutenção

Os custos de operação e manutenção considerados no presente trabalho são apresentados na Tabela 4.2. Como será referido mais à frente, considerou-se o custo de produção na albufeira de montante inferior aos custos de operação na albufeira de jusante para, de algum modo, conferir prioridade à albufeira de montante na componente de otimização.

Tabela 4.3 – Custos de operação e manutenção considerados para as centrais constituintes da CRV

	Centrais hidroelétricas		Central eólica
	Fase turbina (C.H ₁ / C.H ₂)	Fase bombagem	
Custo O&M [€/MWh]	(15/16) ^[39]	15	13 ^[40]

4.4. Modelação das componentes constituintes do sistema

Para a modelação das centrais hidroelétricas e da central eólica constituintes da CRV em estudo, utilizaram-se funções que descrevem o modo de operação dependendo da disponibilidade do recurso armazenado (centrais hidroelétricas) e do recurso natural (central eólica) de modo a determinar a potência passível a ser produzida por cada central em cada instante de tempo. Nas secções que se seguem estão descritos os modelos físicos utilizados.

4.4.1. Modelo de geração eólica

A potência extraída do vento por uma turbina eólica pode ser estimada através da equação (4.8) [41].

$$P_{avail} = \frac{1}{2} \rho_a A_R v^3 C_p \quad (4.8)$$

Onde:

- P_{avail} potência mecânica extraída do vento [W].
- ρ_a densidade do ar [kg/m^3].
- A_R área do rotor [m^2].
- v velocidade do vento [m/s].
- C_p coeficiente de potência da turbina;

Contudo, tendo por objetivo simplificar os modelos de otimização e simulação, foi fornecido pelo LNEG uma série anual teórica, com intervalo horário, representativa da potência extraída por uma turbina eólica de 2,05 MW.

A metodologia adotada para a formação da série fornecida provém de um estudo realizado em 2016 por [42]. Nesta investigação, com o objetivo de simplificar a obtenção da potência extraída por uma turbina, o autor, optou por simular o comportamento da potência elétrica produzida por uma turbina eólica, tendo por base a sua curva de potência. Para tal, foram obtidas experimentalmente curvas de potência para dois modelos distintos de turbinas de 2 MW pertencentes a uma central eólica, e posteriormente determinadas as regressões que melhor se ajustavam aos dados. Procedeu-se ainda à validação das regressões desenvolvidas por via de comparação entre os valores de potência obtidos pela regressão desenvolvida e os valores das séries de potências medidas experimentalmente para essa mesma central. Como é possível observar pela Figura 4.4, os valores medidos experimentalmente à saída da central eólica e obtidos através das curvas desenvolvidas são bastante próximos, sendo os valores dados pelo método ligeiramente superiores para a gama de níveis inferiores de potência extraída.

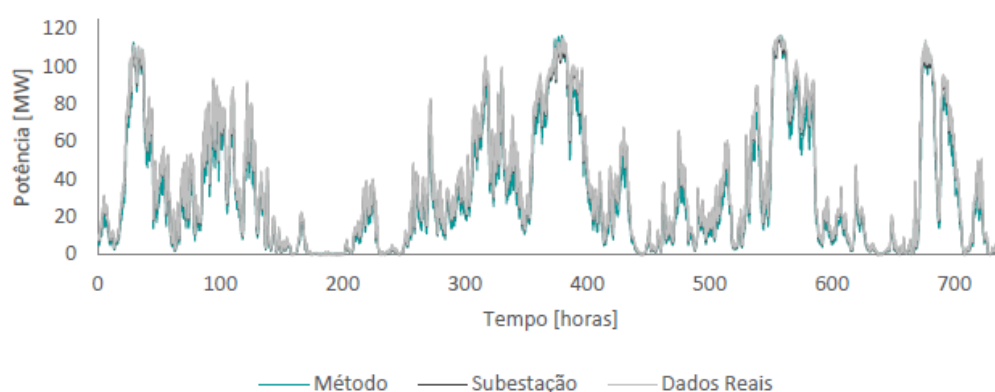


Figura 4.4 – Representação gráfica dos valores de potência extraída de uma turbina de 2,05 [MW]. A azul estão representados os valores determinados através da metodologia implementada tendo por base a curva de potência. A preto e cinzento estão representados os valores de potência real medida, respetivamente, na subestação da central e nas turbinas (retirada de [42]).

Agregação de geração de energia elétrica de origem hídrica e eólica num sistema autossuficiente

Por conseguinte, a potência extraída pela central eólica foi determinada com recurso à equação (4.9).

$$P_{eol_ext}(t) = P_{turbina}(t) * N_T \quad (4.9)$$

onde:

- P_{eol_ext} potência extraída pela central eólica em MW, a cada iteração.
- $P_{turbina}$ potência extraída pela turbina de 2 MW, a cada iteração.
- N_T representa o número de turbinas;

Contudo, devido à possibilidade de não satisfação das necessidades de bombagem quando a potência consumida é inferior à potência extraída pela central eólica, tema que será abordado com maior pormenor mais à frente nesta dissertação, tornou-se estritamente necessário a criação de um mecanismo que tivesse a capacidade de diminuir a potência proveniente da central eólica. Desta forma, adicionou-se um fator de aproveitamento da potência extraída pela central eólica, representado pela equação (4.10):

$$0 < X(t) < 1 \quad (4.10)$$

Consequentemente, a potência extraída pela central eólica é dada pela equação (4.11).

$$P_{eol}(t) = P_{eol_ext}(t) * X(t) \quad (4.11)$$

4.4.2. Modelo de geração hidroelétrica

A produção de energia elétrica proveniente da hidroeletricidade pode ser representada pela equação (4.12) [43]:

$$P_{Hidrica} = g * \rho_w * \eta_t(Q) * H_u * Q \quad (4.12)$$

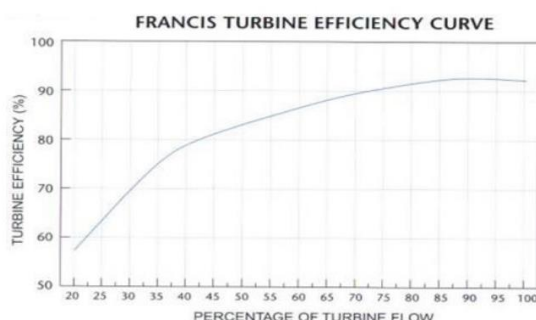
Onde:

- $P_{Hidrica}$ potência hídrica [W].
- g aceleração gravítica [m/s^2].
- ρ_w densidade da água [kg/m^3].
- $\eta_t(Q)$ rendimento da turbina em função do caudal turbinado
- H_u queda útil
- Q caudal turbinado pela turbina [m^3/s];

Como referido anteriormente na secção 4.2, a modelação das centrais hidroelétricas do sistema híbrido tiveram por base características dos aproveitamentos do caso de estudo, bem como considerações adicionais que se consideram razoáveis para o âmbito em estudo.

Nesse contexto, foi considerado que cada central hidroelétrica estava equipada com turbinas do tipo Francis, com a potência de 10 MW, perfazendo 20 MW de potência hídrica instalada. O rendimento das turbinas foi determinado com recurso à curva característica de rendimentos de uma turbina Francis, representada na figura abaixo [44], que descreve o valor do rendimento em função do caudal máximo turbinável. Através da análise da Figura 4.5, observa-se que apenas é possível obter alguns pontos da curva de rendimento com maior certeza (Tabela 4.4), tendo sido necessário efetuar uma interpolação linear por troços, de modo a obter os restantes valores constituintes da curva de rendimento.

Tabela 4.4 – Pontos da curva de rendimento considerados para fins de interpolação



Percentage turbine flow (%)	Turbine Efficiency (%)
20,00	56
22,50	60
30,00	70
42,50	80
73,75	90
90,00	94
100,00	92

Figura 4.5 – Curva de rendimento de uma turbina Francis (retirada de: [44]).

Introduzindo o valor de queda bruta máxima (Tabela 4.1) reduzida de 3% para atender às perdas de carga na equação (4.12) obtém-se o valor de caudal máximo de projeto para a potência máxima pré-fixada da turbina (10 MW).

Seguidamente, criou-se um vetor com 180 valores de caudal igualmente espaçados entre o caudal máximo turbinável e o caudal mínimo compatível com o funcionamento da turbina (20% daquele máximo), ou seja, 180 caudais passíveis de serem turbinados ($Q_t(k)$) e, por interpolação linear com base nos valores da Tabela 4.4, obteve-se uma curva de rendimento característica das turbinas com bastante detalhe. Este procedimento destinou-se apenas a diminuir o tempo de processamento dos algoritmos computacionais aplicados pois permitiu evitar a necessidade de constantemente realizar interpolações para obter rendimentos.

Visto que as duas albufeiras do caso de estudo apresentam diferentes características, tem-se que a potência hídrica K , produzida na central hidroelétrica X , é dada pela equação 4.13, onde é considerado um valor de perdas de carga de 3%, pelo que a variável que figura na equação não é a queda útil, como na equação (4.12), mas antes a queda bruta H_b , ou seja, o desnível topográfico. O caudal turbinado varia perante a necessidade de potência por forma a equilibrar a produção e o consumo de energia elétrica e consequentemente o rendimento da turbina.

$$P_{t_x}(K) = g * \rho_w * \eta_t(Q_{t_x}(k)) * H_{b_x} * Q_{t_x}(k) * 0.97 \quad (4.13)$$

A aplicação da metodologia descrita permite obter a curva de potências em função do caudal turbinado de cada central hidroelétrica e respetiva regressão linear, quando aplicado o cálculo a todo o vetor de caudais passíveis a turbinar ($Q_{t_x}(k)$). É importante salientar que a curva de potências obtida varia a cada instante de tempo, visto que o armazenamento disponível nas albufeiras se altera a cada iteração, com consequentemente alteração do nível da superfície livre e, logo, da queda bruta disponível. Como tal, em fase de simulação serão realizadas interpolações lineares a cada iteração. Assim, obtida a curva de potências em função do caudal é posteriormente calculado o caudal turbinado determinada pela necessidade de dada potência. Na fase de otimização será calculado o caudal necessário através das regressões lineares obtidas previamente para esse fim. O uso de uma metodologia diferente entre a simulação e otimização deve-se ao facto das características do programa *GAMS* não permitirem o uso

Agregação de geração de energia elétrica de origem hídrica e eólica num sistema autossuficiente

de interpolações. Consequentemente, na componente de otimização, o caudal turbinado é definido pela equação (4.14), onde o declive da regressão linear é representado pela variável m_x e a ordenada da origem é representada pela variável B_x . A variável x representa, novamente, a albufeira selecionada:

$$Q_{t_x}(t) * m_x = Y_x(t) * (P_{t_x}(t) - B_x) \quad (4.14)$$

No que diz respeito à bombagem, considerou-se um rendimento constante de 70% e, tal como em fase de turbina, perdas de carga de 3%. Sendo assim, a equação (4.15) define a potência de bombagem. Pelas mesmas circunstâncias verificadas para a fase de turbina, o caudal de bombagem na componente de otimização é calculado com recurso ao uso de curvas de potência, conforme na equação (4.16), em que H_b representa, novamente, a queda bruta.

$$P_b(t) = \frac{Q_b(t) * \rho_w * 9.8 * H_{b_1} * 1.03}{\eta_b} \quad (4.15)$$

$$Q_b(t) * m_b = Y_b(t) * (P_b(t) - B_b) \quad (4.16)$$

As limitações técnicas relativas à componente hídrica do sistema, mais especificamente à máquina, são garantidas, no caso da simulação, através de comandos lógicos pertencentes ao modelo de simulação, descrito mais à frente neste relatório, na seção 4.5.

Por outro lado, no caso da otimização, essas limitações são garantidas pelas equações (4.17), (4.18), (4.19) e (4.20). A variável $Y_x(t)$ é definida como uma variável binária, podendo apenas apresentar o valor de 0 ou 1, sendo que, em fase de produção de energia elétrica, retorna o valor de 1 ($Y_x = 1$) e de não produção o valor de 0 ($Y_x = 0$):

$$Q_{t_x}(t) \geq Q_{\min_{t_x}} * Y_x(t) \quad (4.17)$$

$$Q_{t_x}(t) \leq Q_{\max_{t_x}} \quad (4.18)$$

$$Q_b(t) \geq Q_{\min_b} * Y_b(t) \quad (4.19)$$

$$Q_b(t) \leq Q_{\max_b} \quad (4.20)$$

Relativamente às condições iniciais de armazenamento, considerou-se uma queda bruta inicial, e consequentemente um armazenamento inicial, sensivelmente correspondente ao centro de massa do volume da albufeira para o que aquela queda foi fixada em 2/3 da queda bruta máxima [45]. Para tal queda, o armazenamento inicial da albufeira a montante é de 70,41% e da albufeira a jusante é de 62,09% (cotas da superfície livre de 784.667 [m] e de 561.333 [m], respetivamente).

Na componente de simulação, o armazenamento será controlado novamente através de comandos lógicos. Quando ocorre a produção de energia elétrica numa das albufeiras, será retirado dessa albufeira o valor de volume de água correspondente ao caudal turbinado durante uma hora. Caso a produção de energia elétrica seja efetuada na albufeira a montante, esse mesmo valor será adicionado ao armazenamento da albufeira a jusante. A cada iteração é também adicionado o caudal fluvial afluente correspondente a essa mesma iteração e efetuadas descargas, caso estas sejam necessárias, para não

exceder o valor de armazenamento máximo. Em caso de ocorrência de bombagem, o volume de água bombado será retirado ao armazenamento de jusante e adicionado ao armazenamento de montante.

Relativamente à componente de otimização, as limitações de armazenamento são garantidas através das equações (4.21) e (4.22). O armazenamento na albufeira a montante ($x=1$) é definido pela equação (4.23) quando t é igual a 1 (armazenamento inicial) e pela equação (4.24) quando t é superior a 1. O armazenamento na albufeira a jusante ($x=2$) é definido pela equação (4.25) quando t é igual a 1 e pela equação (4.26) quando t é superior a 1.

$$Arm_x(t) \geq Arm_{\min_x} \quad (4.21)$$

$$Arm_x(t) \leq Arm_{\max_x} \quad (4.22)$$

$$T = 1 \quad Arm_1(1) = (Arm_{\max_1} * A_{ini_1} * 10^{-6}) + 3600 (Q_{a_1}(1) - Q_{t_1}(1) + Q_b(1)) - D_1(t) \quad (4.23)$$

$$T > 1 \quad Arm_1(t) = (Arm_1(t-1) * 10^{-6}) + 3600 (Q_{a_1}(t) - Q_{t_1}(t) + Q_b(t)) - D_1(t) \quad (4.24)$$

$$T = 1 \quad Arm_2(1) = (Arm_{\max_2} * A_{ini_2} * 10^{-6}) + 3600 (Q_{a_2}(1) + Q_{t_1}(1) - Q_{t_2}(1) - Q_b(1)) - D_2(t) \quad (4.25)$$

$$T > 1 \quad Arm_2(t) = (Arm_2(t-1) * 10^{-6}) + 3600 (Q_{a_2}(t) + Q_{t_1}(t) - Q_{t_2}(t) - Q_b(t)) - D_2(t) \quad (4.26)$$

Resta ainda referir que:

- As variáveis $D_1(t)$ e $D_2(t)$ representam, respetivamente, as descargas efetuadas em 1 e em 2, a cada instante de tempo;
- Q_{a_x} representa os caudais afluentes às albufeiras, a cada iteração t ;
- Arm_{\min_x} , Arm_{\max_x} e A_{ini_x} representam, respetivamente, a capacidade mínima da albufeira x , a capacidade máxima da albufeira x e a percentagem de armazenamento inicial considerada;

As equações (4.27) e (4.28) fornecem as cotas das albufeiras em função do armazenamento disponível, respetivamente, na albufeira de montante e na de jusante. A partir das mesmas, torna-se possível determinar as quedas brutas nas albufeiras dadas pelas equações (4.29) e (4.30).

$$Cota_1(t) = (-0.0010 * (Arm_1(t) * 10^{-6})^2) + (0.3588 * Arm_1(t) * 10^{-6}) + 762.30 \quad (4.27)$$

$$Cota_2(t) = (-0.0107 * (Arm_2(t) * 10^{-6})^2) + (1.1595 * Arm_2(t) * 10^{-6}) + 539.53 \quad (4.28)$$

$$H_{b_1}(t) = (Cota_1(t) - Cota_2(t)) \quad (4.29)$$

$$H_{b_2}(t) = (Cota_2(t) - 418.5) \quad (4.30)$$

4.5. Modelo de gestão do sistema

Como referido anteriormente, as componentes de simulação e otimização apresentam diversas diferenças devido a serem realizadas por *softwares* distintos, consequentemente, com diferentes modos de operação. Desta forma, as secções que se seguem pretendem dar ênfase ao modelo de gestão do sistema, isto é, à modelação adotada em cada uma das vertentes em estudo, de modo a representar as hipóteses (otimização) ou decisões (simulação) que descrevem a forma como o sistema se mantém autossustentável, sem existir a necessidade de compra ou venda de energia elétrica.

4.5.1. Simulação

O modelo de gestão do sistema, na componente de simulação, processa-se por comandos lógicos que descrevem todas as fases de decisão possíveis. Para a produção de energia elétrica considerou-se que a prioridade de produção provém da central eólica, seguido da produção na central hidroelétrica de montante e por fim, na de jusante. Tal escala de prioridades tem por objetivo uma melhor gestão da água armazenada pelo sistema, sendo que, a produção na albufeira de montante irá manter água disponível no sistema, pois a mesma será armazenada na albufeira de jusante. Contrariamente, a produção na central hidroelétrica de jusante, resultará numa “perda de água” para o sistema, pois a mesma seguirá para o curso natural do rio. Foi ainda considerada uma exceção à anterior sequência de prioridades, quando a potência necessária a ser produzida, traduzida pela equação (4.33), é inferior a ambas as potências máximas das centrais hidroelétricas instaladas. Neste caso, confere-se prioridade à produção de energia na central hidroelétrica de jusante relativamente à de montante, devido a ser uma grande quantidade de energia e consequentemente um grande volume de água. Achou-se, assim, que o esvaziamento na albufeira de jusante seria menos prejudicial para o sistema electroprodutor, do que na albufeira de montante.

O caudal turbinado é obtido através da interpolação da curva de potências obtida, representada pela equação (4.13). Visto que, a cada iteração, o armazenamento das albufeiras se altera, alterando consequentemente o nível da superfície livre e, logo, a queda bruta, é realizada uma nova interpolação e determinada uma nova curva de potências a cada hora.

O sistema lógico construído para este problema é caracterizado por três conjuntos de testes lógicos. Primeiramente, será analisado a componente de potência necessária de modo a equilibrar a produção e o consumo, representado pela equação (4.31):

$$P_{nec} = P_{carga} - P_{eol_ext} \quad (4.31)$$

Recorde-se que a variável $P_{eol}(t)$ obedece à equação (4.9).

Caso a equação (4.31) apresente resultado positivo, estaremos em fase de produção de energia elétrica. Esta fase é caracterizada por quatro hipóteses, representadas pelas equações (4.32), (4.33), (4.34)

e (4.35) consoante: a potência necessária a ser produzida é inferior à potência mínima das centrais hidroelétricas (4.32); é superior à potência mínima e inferior à potência máxima da central hidroelétrica a montante (4.33); é superior à potência mínima e inferior à potência máxima da central hidroelétrica a jusante (4.34); ou, por fim, é superior à potência máxima das centrais hidroelétricas (4.35):

$$P_{nec} < P_{\min_{t_1}} \ \& \ P_{nec} < P_{\min_{t_2}} \quad (4.32)$$

$$P_{nec} > P_{\min_{t_1}} \ \& \ P_{nec} < P_{\max_{t_1}} \quad (4.33)$$

$$P_{nec} > P_{\min_{t_2}} \ \& \ P_{nec} < P_{\max_{t_2}} \quad (4.34)$$

$$P_{nec} > P_{\max_{t_1}} \ \& \ P_{nec} > P_{\max_{t_2}} \quad (4.35)$$

Pelo contrário, se a equação (4.31) apresenta resultado negativo, estaremos em fase de consumo de energia elétrica, existindo assim três casos possíveis. Se o módulo da potência necessária for maior do que a potência mínima de bombagem e menor do que a potência máxima de bombagem, representado pela equação (4.36), existe a possibilidade de aumentar o consumo através do sistema de bombagem, ou contrariamente; caso contrário, ou seja, se o módulo da potência necessária for inferior à potência de bombagem mínima (4.37), diminuísse a produção de energia elétrica proveniente da central eólica. Existe ainda a possibilidade do módulo de potência ser superior à potência máxima em fase bomba (4.38).

$$P_{\max_b} > |P_{nec}| > P_{\min_b} \quad (4.36)$$

$$|P_{nec}| < P_{\min_b} \quad (4.37)$$

$$|P_{nec}| > P_{\max_b} \quad (4.38)$$

É importante salientar que apenas uma das hipóteses representadas pelas equações (4.32) até (4.38) é possível de acontecer. Isto é, do ponto de vista da implementação em linguagem de programação, o sistema compreende um *IF*, seguido de *ELSE IF* e por fim de um *ELSE*¹⁰. Para uma melhor compreensão, a Figura 4.6 representa o primeiro conjunto de testes lógicos, onde as linhas a azul representam o comando lógico *IF*. A amarelo encontram-se evidenciadas os comandos *ELSE IF*. Por fim, a vermelho exibe-se o comando lógico *ELSE*.

¹⁰ *IF*, *ELSE IF* e *ELSE* são expressões lógicas que resultam em valores lógicos. Caso a expressão lógica *IF* se verifique o valor retornado é o valor 1, sendo este representado como verdadeiro, ou 0 quando a condição é falsa. O comando lógico *ELSE IF* é executado com uma ou mais condições quando a condição *IF* é falsa. O comando lógico *ELSE* ocorre quando o comando lógico *IF* ou os comandos lógicos *ELSE IF* são dados como falsos.

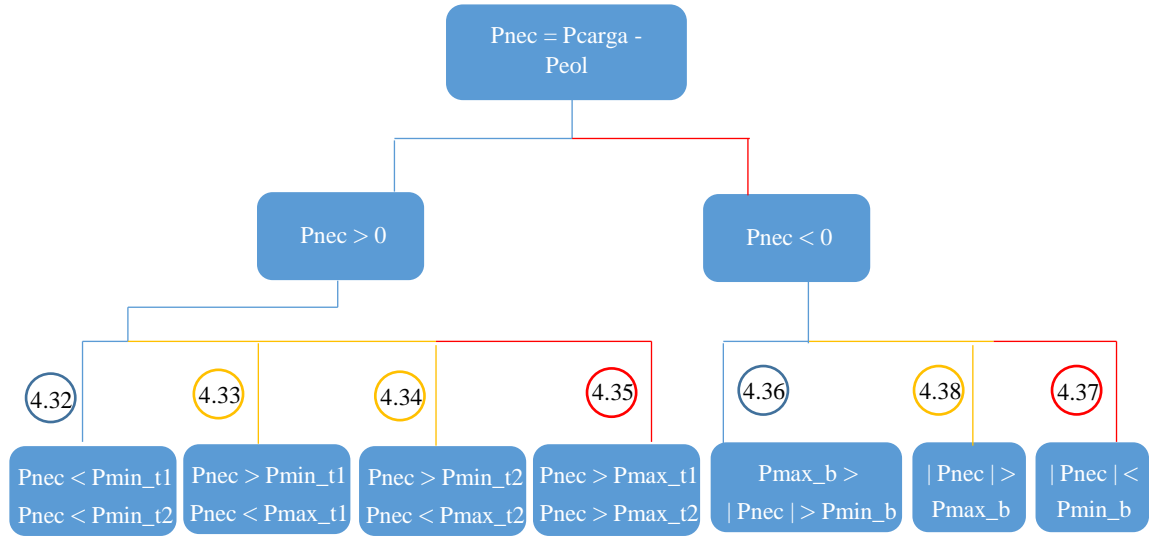


Figura 4.6 – Representação esquemática do primeiro conjunto de testes lógicos realizados para fins de simulação

Após a escolha da opção proveniente do primeiro conjunto de testes lógicos, averiguar-se-á se existem condições de armazenamento, de modo a realizar a turbinagem ou bombagem.

Tal etapa pode ser descrita através da equação (4.39), que pretende averiguar se existe condições em fase de turbinagem na central hidroelétrica a montante e pela equação (4.40) na de jusante. A equação (4.41) descreve os testes lógicos realizados em fase de bombagem.

$$Arm_1 - (Q_{t_1} * 3600) \geq Arm_{min_1} \quad \& \quad Arm_2 + (Q_{t_1} * 3600) \leq Arm_{max_2} \quad (4.39)$$

$$Arm_2 - (Q_{t_2} * 3600) \geq Arm_{min_2} \quad (4.40)$$

$$Arm_1 + (Q_b * 3600) \leq Arm_{max_1} \quad \& \quad Arm_2 - (Q_b * 3600) \geq Arm_{min_2} \quad (4.41)$$

No caso de a potência necessária ser inferior às potências mínimas das centrais hidroelétricas, realizar-se-ão testes lógicos na componente de armazenamento para a produção à potência mínima na albufeira a montante (equação 4.39). Se a condição for verdadeira, resultará na produção de energia elétrica na albufeira a montante; contudo, caso não se satisfaçam as condições de armazenamento (armazenamento a montante insuficiente ou armazenamento máximo a jusante seria excedido), realizar-se-ão os testes lógicos de armazenamento para a central hidroelétrica a jusante (equação 4.40). No caso destes se apresentarem favoráveis, resultará na produção de energia elétrica na central hidroelétrica a jusante. Pelo contrário, caso não existam condições de armazenamento em ambas as albufeiras, o sistema é caracterizado como não sustentável.

No caso de a potência necessária se encontrar entre a potência mínima e a potência máxima da central hidroelétrica de montante, realizar-se-ão testes lógicos de armazenamento para produção de energia elétrica na mesma. Em caso de aprovação dos mesmos (armazenamento a montante suficiente e armazenamento a jusante não será excedido), será efetuada a turbinagem na central hidroelétrica de montante. Contrariamente, para um resultado “negativo”, será averiguado se a potência necessária se encontra entre a potência mínima e a potência máxima da central hidroelétrica de jusante ou, em caso de reprovação, se é inferior a potência mínima (equação (4.42)) da mesma. Caso a potência necessária

não seja inferior à potência mínima, o sistema é caracterizado como não sustentável, pois não possibilita condições de armazenamento para produzir energia elétrica, tanto na central hidroelétrica a montante, como na de jusante.

$$P_{nec} < P_{min_t_2} \quad (4.42)$$

Na situação da potência necessária se encontrar entre a potência mínima e a potência máxima da central hidroelétrica de jusante, realizar-se-ão testes lógicos de armazenamento para produção de energia elétrica na mesma. Em caso de aprovação (armazenamento a montante suficiente e armazenamento máximo a jusante não será excedido), será efetuada a turbinagem na central hidroelétrica de jusante. Contrariamente, para um resultado “negativo”, será averiguada se a potência necessária é inferior à potência mínima da central hidroelétrica a montante (equação (4.43)). Caso não seja, o sistema é caracterizado como não sustentável, pois não possibilita condições de armazenamento para produzir energia elétrica, tanto na central hidroelétrica a montante, como na de jusante.

$$P_{nec} < P_{min_t_1} \quad (4.43)$$

Por outro lado, se a opção proveniente do primeiro conjunto for representada pela equação (4.35), isto é, a potência necessária é superior a ambas as potências máximas das centrais hidroelétricas do sistema, verificar-se-á se a potência necessária é inferior à soma da potência mínima em fase turbina da central hidroelétrica a montante com a potência máxima em fase turbina da central hidroelétrica a jusante, sendo este comando lógico caracterizado pela equação (4.44). Caso tal não se verifique, averiguar-se-á se a potência necessária é inferior à soma das potências máximas das centrais hidroelétricas do sistema (equação (4.45)). Caso não seja o sistema é caracterizado como não sustentável, pois a potência hidroelétrica disponível é, em algum instante de tempo, inferior à potência necessária.

$$P_{nec} < P_{min_t_1} + P_{max_t_2} \quad (4.44)$$

$$P_{nec} < P_{max_t_1} + P_{max_t_2} \quad (4.45)$$

Por último, caso a opção proveniente do primeiro conjunto seja que o módulo da potência necessária seja superior à potência mínima de bombagem e inferior à máxima ou, caso não se verifique, seja superior à potência máxima de bombagem, realizar-se-ão os testes lógicos representativos da equação (4.41). No primeiro caso, os testes lógicos serão efetuados para um caudal de bombagem calculado através da equação (4.16). Por outro lado, para o segundo caso serão averiguadas as condições de armazenamento para a realização da bombagem ao caudal máximo. Caso não se apure nenhum dos casos anteriores, significa que o módulo da potência necessária é inferior à potência mínima de bombagem e como tal a potência extraída das turbinas não é suficiente para ativar a fase bomba. Consequentemente, é necessária diminuir a potência extraída pela central eólica de modo a equilibrar o consumo e a produção. Algo que ocorre igualmente, se não existir condições de armazenamento para efetuar a bombagem nos dois primeiros casos deste troço.

Novamente para uma melhor compreensão, representa-se na Figura 4.7, o segundo conjunto de teste lógicos, onde as linhas a azul representam o comando lógico *IF*. A amarelo encontram-se evidenciadas os comandos *ELSE IF*. Por fim, a vermelho exibe-se o comando lógico *ELSE*. Note-se que

Agregação de geração de energia elétrica de origem hídrica e eólica num sistema autossuficiente

o segundo conjunto já apresenta soluções do modelo de simulação à iteração em curso, estando as mesmas ilustradas através de setas na Figura 4.7.

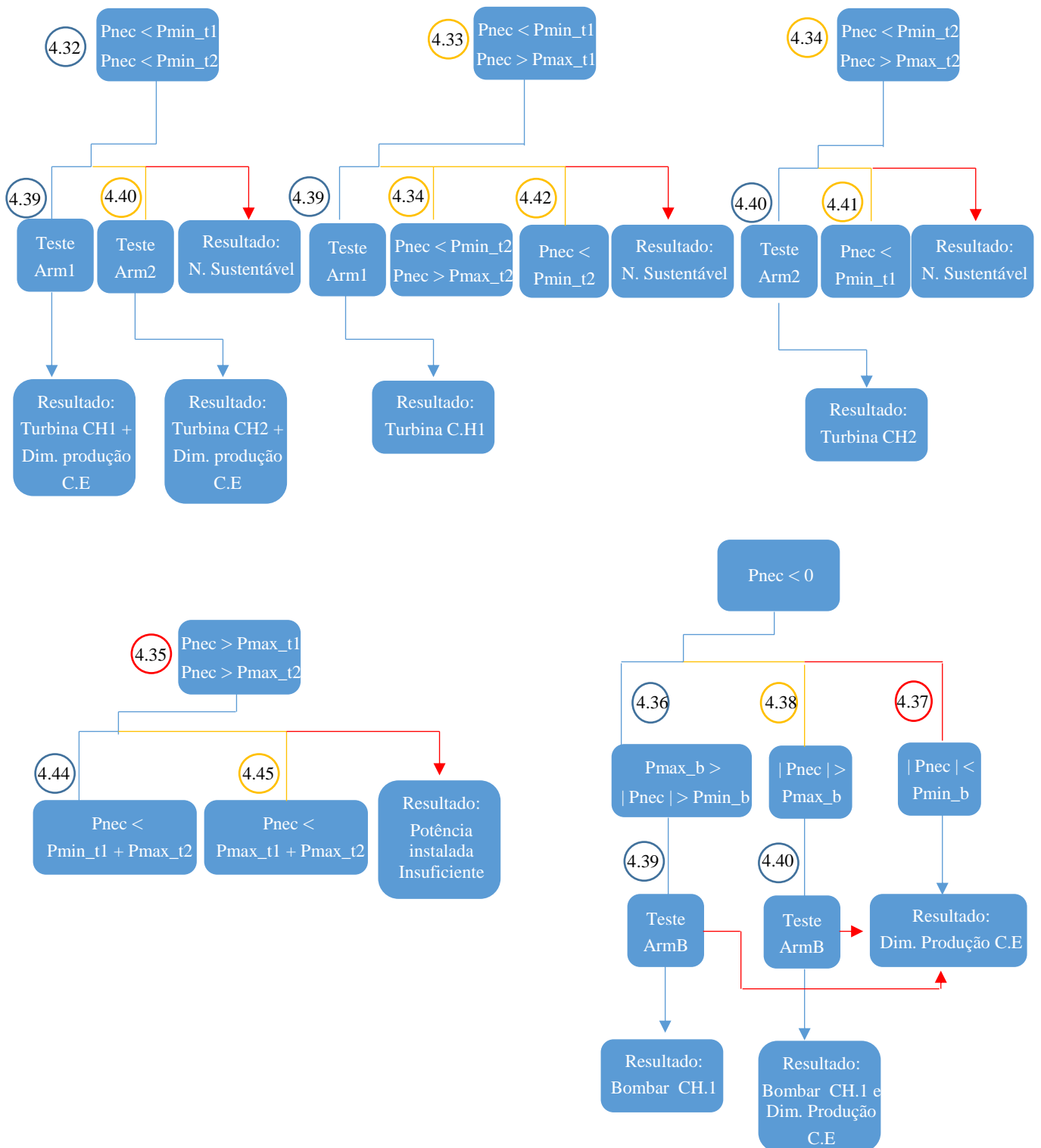


Figura 4.7 – Representação esquemática do segundo conjunto de testes lógicos realizados para fins de simulação.

Por último, demonstram-se as restantes soluções que o sistema lógico pode apresentar, proveniente das possíveis opções do segundo conjunto de testes lógicos. Os terceiros, e últimos, conjuntos de testes podem ser caracterizados, tal como o segundo conjunto, por testes de armazenamento precedentes da não possibilidade de produção de energia elétrica proveniente dos testes anteriores. Exceção para o caso correspondente à equação (4.35), pois é realizado mais um teste do ponto de vista da potência necessária.

Desta forma, após se averiguar que não existia condições para a produção de energia elétrica na central hidroelétrica a montante, motivada pelo baixo nível de armazenamento, são realizados os testes para apurar se existe condições de potência e, em caso de aprovação, de armazenamento para a produção na central hidroelétrica a jusante. A aprovação do teste de armazenamento, dita a produção de energia elétrica e, contrariamente, a não sustentabilidade do sistema. Caso não existam condições de potência devido a esta ser inferior à potência mínima da central, é realizado o teste de armazenamento considerando a produção à potência mínima e consequentemente ao caudal mínimo da turbina. Em caso de aprovação de condições de armazenamento, resulta na produção na central hidroelétrica de jusante, seguida de uma diminuição da produção de energia elétrica proveniente da central eólica. Porém, existe a possibilidade de a potência necessária não estar entre o intervalo pretendido devido a esta ser superior à potência máxima, resultando assim na não sustentabilidade do sistema.

Por outro lado, caso se verifique que não existem condições de armazenamento para a produção de energia hidroelétrica da albufeira de jusante, tendo sido este caminho proveniente do primeiro conjunto de testes lógicos, e que a potência necessária é de facto inferior à potência mínima da central hidroelétrica de montante, será averiguado se existem condições de armazenamento na albufeira de montante para a produção de energia hidroelétrica à potência mínima. Em caso de aprovação, ocorrerá a produção de energia elétrica através da central hidroelétrica de montante e diminuir-se-á a produção proveniente da central eólica, com o objetivo de equilibrar a produção e o consumo de energia elétrica. Contrariamente, a impossibilidade de produção na central hidroelétrica de montante devido à falta de condições de armazenamento, resultará, novamente, na não sustentabilidade do sistema.

Por último, caso se verifique que a potência necessária é superior a ambas as potências máximas e que estamos perante a possibilidade de produção em ambas, isto é, que a potência necessária é inferior à soma da potência mínima da central hidroelétrica de montante com a potência máxima da central hidroelétrica de jusante ou, que é inferior à soma das potências máximas de ambas as centrais, serão realizados os testes de armazenamento para a produção em ambas as centrais. O procedimento em ambos é idêntico, sendo que, no primeiro caso a central hidroelétrica de montante produzirá à potência mínima e no segundo, produzirá ao valor da subtração da potência necessária pelo valor da potência máxima da central hidroelétrica de jusante (equação (4.46)). Seguidamente, verificar-se-ão as condições de armazenamento em ambas as albufeiras para a realização do turbinagem, representada pela equação (4.47). Caso a relação não se verifique devido à albufeira de jusante estar ao nível de pleno armazenamento (equação (4.48)), efetuar-se-á uma descarga e posterior produção de energia elétrica de forma a no final da iteração o armazenamento da albufeira de jusante apresente, novamente, o armazenamento máximo. Por outro lado, caso a relação correspondente à equação (4.47) se verifique, realizar-se-á a produção de energia elétrica sem ser necessário a realização da descarga. A não possibilidade de produção de energia elétrica devido a questões de armazenamento não relacionadas com o enchimento da albufeira de jusante resultará na não sustentabilidade do sistema electroprodutor.

$$P_{rest} = P_{nec} - P_{max_t_2} \quad (4.46)$$

$$\begin{aligned} Arm_1 - (Q_{t_1} * 3600) &\geq Arm_{min_1} \quad \& \quad Arm_2 - (Q_{t_2} * 3600) \geq \\ &Arm_{min_2} \quad \& \quad Arm_2 + ((Q_{t_1} - Q_{t_2}) * 3600) \leq Arm_{max_2} \end{aligned} \quad (4.47)$$

$$\begin{aligned} Arm_1 - (Q_{t_1} * 3600) &\geq Arm_{min_1} \quad \& \quad Arm_2 - (Q_{t_2} * 3600) \geq \\ &Arm_{min_2} \quad \& \quad Arm_2 + ((Q_{t_1} - Q_{t_2}) * 3600) \geq Arm_{max_2} \end{aligned} \quad (4.48)$$

É importante salientar que na equação (4.47) apenas é considerado o caudal turbinado na albufeira de jusante, correspondente ao número 2, para efeitos de armazenamento mínimo, pois é uma verificação para a iteração considerada. Deste modo, averiguar-se-á se o caudal que sai nesse preciso momento irá comprometer ou não o armazenamento mínimo. No entanto, para efeitos de armazenamento máximo, são considerados ambos os caudais usados na turbinagem, pois pretende-se testar se entre o caudal que sai durante a iteração e o que entra, irá influenciar o armazenamento máximo na próxima iteração. Considera-se assim que o caudal turbinado na albufeira de montante demorará exatamente uma iteração, isto é, uma hora, até poder ser incluído no armazenamento da albufeira a jusante.

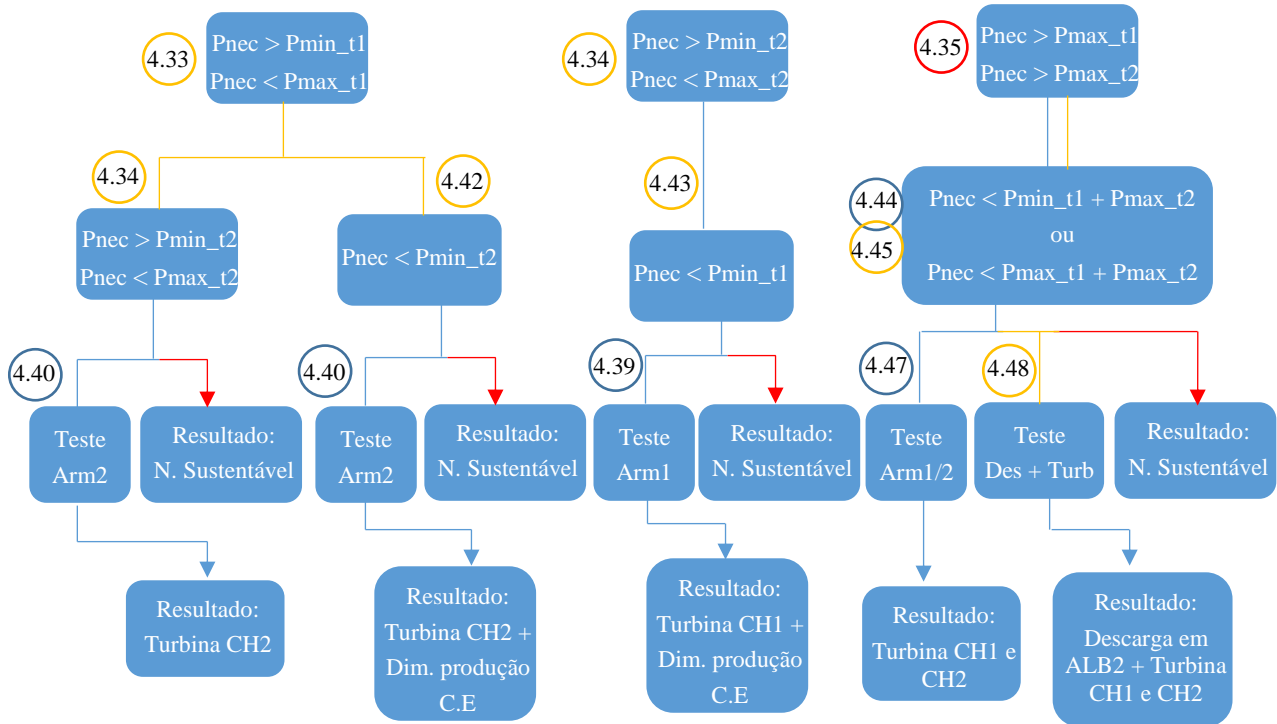


Figura 4.8 – Representação esquemática do terceiro conjunto de testes lógicos realizados para fins de simulação

No anexo B encontra-se o fluxograma representativo do modelo do sistema desenvolvido para a componente de simulação, tendo este por objetivo sintetizar os três conjuntos de testes lógicos realizados e representados pelas Figuras 4.6, 4.7 e 4.8.

4.5.2. Otimização

Os problemas de otimização podem ser definidos como linear (LP) ou não lineares (NLP). São lineares quando todas as funções envolvidas na definição do problema, tais como a função objetivo e as restrições que a definem, são tipo linear. A utilização de uma única função do tipo não linear é suficiente para não ser aceite como um problema do tipo LP [46]. Quando os problemas envolvem variáveis discretas é especificado de inteira mista (MI).

Uma vez que o problema de otimização objeto do presente trabalho é representado pela função objetivo descrita na equação (4.49) e que as restrições representativas das cotas das albufeiras (equações (4.27) e (4.28)) são tipo não linear, está-se, assim, no campo da programação não linear. A utilização de variáveis discretas na definição do problema transpõe o mesmo para a secção MINLP (*Mixed Integer Non Linear Program*).

Como referido anteriormente, o modelo foi escrito em linguagem *GAMS* e resolvido através do solver *BARON* [47]. Este é caracterizado como um solver de procura global na área da NLP e MINLP, tendo como método a implementação de um algoritmo determinístico de otimização global por *branch-and-bound*. Contudo, é necessário limitar as equações do tipo não linear para que este seja capaz de as resolver.

O modelo de gestão do sistema tem por objetivo minimizar a função custo, representada pela equação (4.49) que faz intervir os custos relativos à produção e manutenção das centras constituintes do sistema, do volume de descargas efetuadas durante o tempo em estudo e da energia desperdiçada proveniente da central eólica. Para tal, considerou-se um custo de operação e manutenção mais elevado na central hidroelétrica de jusante relativamente à de montante, por forma a conferir prioridade à produção de energia elétrica nesta última central. Os custos relativos à central eólica são inferiores a ambos os custos de operação e manutenção das centrais hidroelétricas, garantindo assim a prioridade na produção de energia eólica e consequentemente uma menor utilização da água presente no sistema. Foi ainda considerado um sistema de penalizações para as descargas efetuadas nas albufeiras e para a energia desperdiçada proveniente da central eólica, por forma a garantir que ambas só seriam efetuadas quando estritamente necessárias.

$$\begin{aligned}
 \text{Custo} = \sum_{t=1}^t & (O\&M_{P1} * P_{t_1}(t) + O\&M_{P2} * P_{t_2}(t) + O\&M_b * P_b(t) + O\&M_{EOL} \\
 & * P_{EOL}(t) + Pen_{EOL} * [1 - x(t)] * P_{t_1}(t) + Pen_D \\
 & * [D_1(t) + D_2(t)])
 \end{aligned} \tag{4.49}$$

Como referido anteriormente, uma das condições que define o problema é o equilíbrio entre a produção e o consumo, por forma a assegurar que em cada instante de tempo a diferença entre ambos é nulo. Dito isto, a equação (4.50) define a condição anteriormente descrita.

$$P_{t_1}(t) + P_{t_2}(t) + P_{EOL}(t) - P_{Carga}(t) - P_b(t) = 0 \tag{4.50}$$

Agregação de geração de energia elétrica de origem hídrica e eólica num sistema autossuficiente

As equações (4.51) e (4.52) fornecem o valor da potência necessária a produzir quando a diferença entre o consumo de potência e a potência extraída pela central eólica é positiva e negativa, respetivamente, podendo, neste último caso, traduzir-se em potência de bombagem caso se garantam as restrições relativas à máquina em fase de bombagem.

$$P_{Nec_P}(t) = P_{Carga}(t) - P_{EOL}(t) \quad (4.51)$$

$$P_{Nec_C}(t) = P_{EOL}(t) - P_{Carga}(t) \quad (4.52)$$

Se o resultado da equação (4.51) for positivo, haverá necessidade de produção de energia elétrica. Desta forma, as equações (4.53), (4.54) e (4.55) descrevem o procedimento de produção utilizado, em que a produção de energia elétrica pode ser garantida por ambas as centrais hidroelétricas, desde que a soma das percentagens de ambas seja sempre igual a 1. Desta forma, é garantido que a soma da potência necessária em ambas, será igual ao valor de potência necessária anteriormente calculado.

$$P_{Nec_P1}(t) = P_{Nec_P}(t) * x_1(t) \quad (4.53)$$

$$P_{Nec_P2}(t) = P_{Nec_P}(t) * x_2(t) \quad (4.54)$$

$$x_1(t) + x_2(t) = 1 \quad (4.55)$$

A potência utilizada para produção de energia elétrica nas centrais hidroelétricas do sistema são traduzidas pelas equações (4.56) e (4.57). A equação (4.58) garante a componente de bombagem. É importante salientar a presença de variáveis binárias em todas estas equações, onde tomam o valor de 0 quando a potência necessária não se encontra na fase respetiva à mesma ou quando não são garantidas as restrições do sistema, tais como, condições de armazenamento e intervalo de potências em que a máquina pode trabalhar. Contrariamente, tomam o valor de 1 quando são garantidas todas as restrições para a produção de energia elétrica na respetiva central hidroelétrica.

A equação (4.59), na definição deste problema, pretende que a soma das variáveis binárias de bombagem e de produção na central hidroelétrica de montante apresente no máximo o valor igual a 1, isto é, que garanta que em nenhuma circunstância, na mesma iteração, ocorra turbinagem e bombagem na central hidroelétrica de montante. Tal deve-se ao facto de se tratar de uma máquina que pode atuar em ambas as fases, mas não em simultâneo.

$$P_{t_1}(t) = P_{Nec_P1}(t) * Y_1(t) \quad (4.56)$$

$$P_{t_2}(t) = P_{Nec_P2}(t) * Y_2(t) \quad (4.57)$$

$$P_b(t) = P_{Nec_C}(t) * Y_b(t) \quad (4.58)$$

$$Y_1(t) + Y_b(t) = 1 \quad (4.59)$$

Como referido anteriormente, as restrições impostas aos caudais, que podem ou não ser restringidos por questões de armazenamento, irão por sua vez limitar a potência que pode ser produzida ou

consumida nas centrais hidroelétricas. Os caudais relativos à fase de turbinagem são definidos pela equação (4.14) e em fase de bombagem através da equação (4.16).

Na Figura 4.9 encontra-se o fluxograma representativo do modelo do sistema desenvolvido para a componente de otimização.

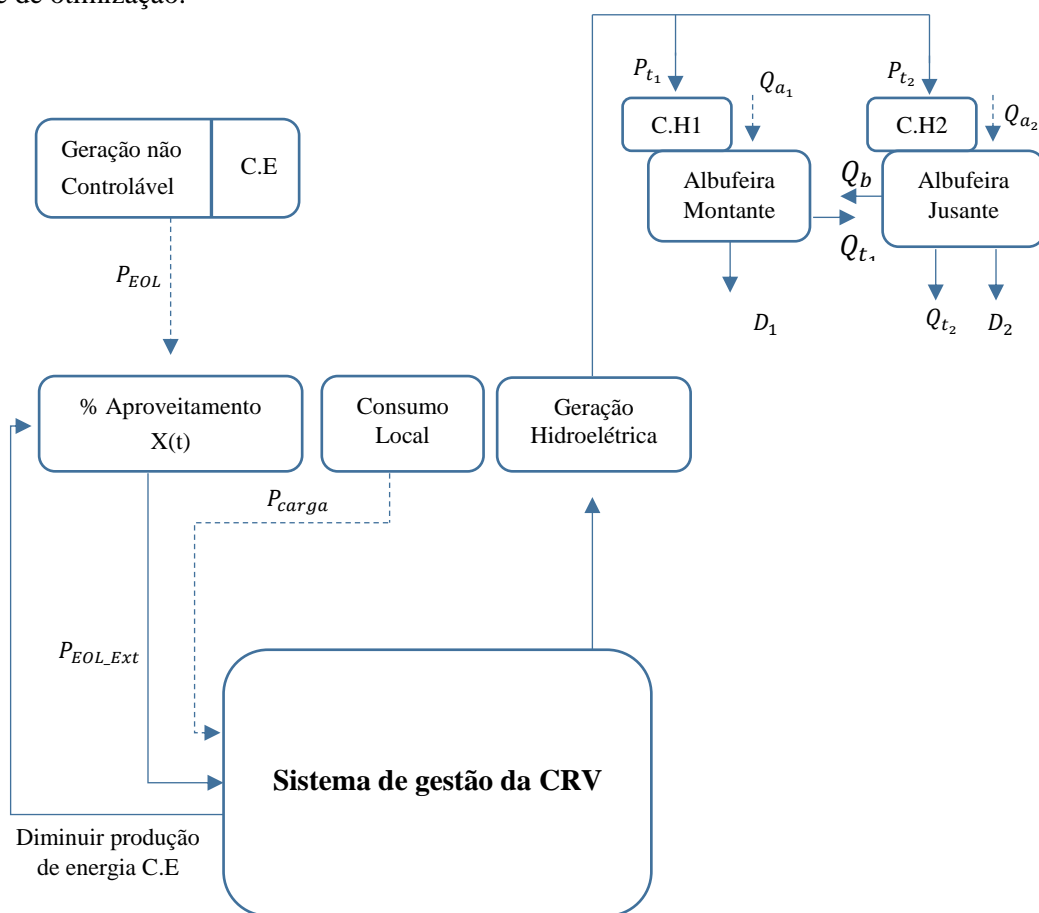


Figura 4.9 – Representação esquemática do modelo desenvolvido para fins de otimização

Capítulo 5 – Resultados

Neste capítulo apresentam-se os resultados obtidos para o sistema analisado sob a perspetiva de duas metodologias distintas, contudo, complementares: simulação e otimização.

O modelo de gestão construído para efeitos de simulação tem por objetivo obter resposta ao perfil de consumo anual adotado para 54 anos hidrológicos, compreendidos entre outubro de 1957 e setembro de 2011. Desta forma, o sistema de gestão irá gerar resultados por forma a suprir o consumo de energia elétrica para todas as horas com objetivo de se testar a autossuficiência do sistema, sem a possibilidade de compra ou venda de energia elétrica.

Por outro lado, a otimização apresentará um período de análise mensal. Tal, deve-se ao facto de ser o período máximo ao qual se garantiu que, para qualquer mês inserido, se obteria o valor ótimo, isto é, o mínimo global e não um valor mínimo local. Para períodos superiores ao considerado, para alguns casos não era garantido que a solução obtida fosse ideal, e como tal a otimização só era dada como terminada por motivo de limitação do tempo máximo de cálculo, tendo sido o mesmo caracterizado como 5 h. Foi ainda necessário diminuir a complexidade do problema, apenas na componente da otimização, tendo sido dado como constante a queda bruta e, consequentemente, a queda útil.

Como tal, a análise compreendeu na otimização de 100 meses aleatórios, estando os meses selecionados, e respetivos anos, disponíveis no Anexo C. De modo a ser inferido se existe concordância entre os resultados obtidos através da simulação e otimização, esses mesmo meses foram analisados para as mesmas condições, isto é, considerando uma queda bruta constante também para a componente de simulação. Tal como, para efeitos de considerações iniciais de queda bruta e consequentemente armazenamento inicial, considerou-se uma queda bruta constante correspondente ao centro de massa do volume da albufeira, ou seja, a 2/3 da queda bruta máxima, perfazendo assim 223 m para a central hidroelétrica de montante e 143 m para a central hidroelétrica de jusante. Desta forma, a concordância de resultados entre os dois métodos dita se os dados provenientes da simulação para os 54 anos podem realmente ser considerados para efeitos de análise.

Considerou-se ainda que a central eólica, constituinte da CRV considerada, era constituído por sete turbinas eólicas, perfazendo 14.35 MW de potência, para efeitos de simulação e otimização dos 100 meses aleatórios estudados. Contudo, para efeitos de simulação dos 54 anos hidrológicos, apenas possível de se realizar para a componente de simulação, consideram-se dois casos: um caso com 7 turbinas eólicas (14.35 MW) e outro com 10 turbinas eólicas (20.5 MW). As características da CRV considerada encontram-se representadas na Tabela 5.1.

Tabela 5.1 – Características associadas à CRV em estudo para as diferentes metodologias

Metodologia de análise	Potência central eólica [MW]	Potência da central hidroelétrica de montante [MW]	Potência da central hidroelétrica de jusante [MW]
Simulação	14.35 – 20.5	10	10
Otimização	14.35		

Tal como anteriormente, encontra-se caracterizado ao longo deste capítulo, para variáveis dependentes de x , que a albufeira/central hidroelétrica de montante é representada pelo número um ($x = 1$) e a albufeira/central hidroelétrica de jusante pelo número dois ($x = 2$).

5.1. Resultados do estudo de simulação

Com base na simulação da operação da CRV efetuada para um período de 54 anos, observou-se a não sustentabilidade do sistema, sendo possível concluir que a potência instalada (na central eólica e nas centrais hidroelétricas) não era suficiente para permitir a autossuficiência do sistema. Na Figura 5.1 estão representados os armazenamentos diários das albufeiras constituintes do sistema (em cima, na albufeira do montante e em baixo, na albufeira de jusante), evidenciando a ocorrência de volumes mínimos armazenados, correspondentes aos NMEs, sendo esta a razão para a não sustentabilidade do sistema. É importante salientar que basta uma das albufeiras se encontrar no NME para que se observe a não sustentabilidade do sistema, pois na necessidade de produção em ambas as albufeiras, isto é, a potência necessária ser superior a ambas as potências máximas das centrais hidroelétricas, a albufeira correspondente não apresentará capacidade de volume armazenado para satisfazer a produção de energia elétrica.

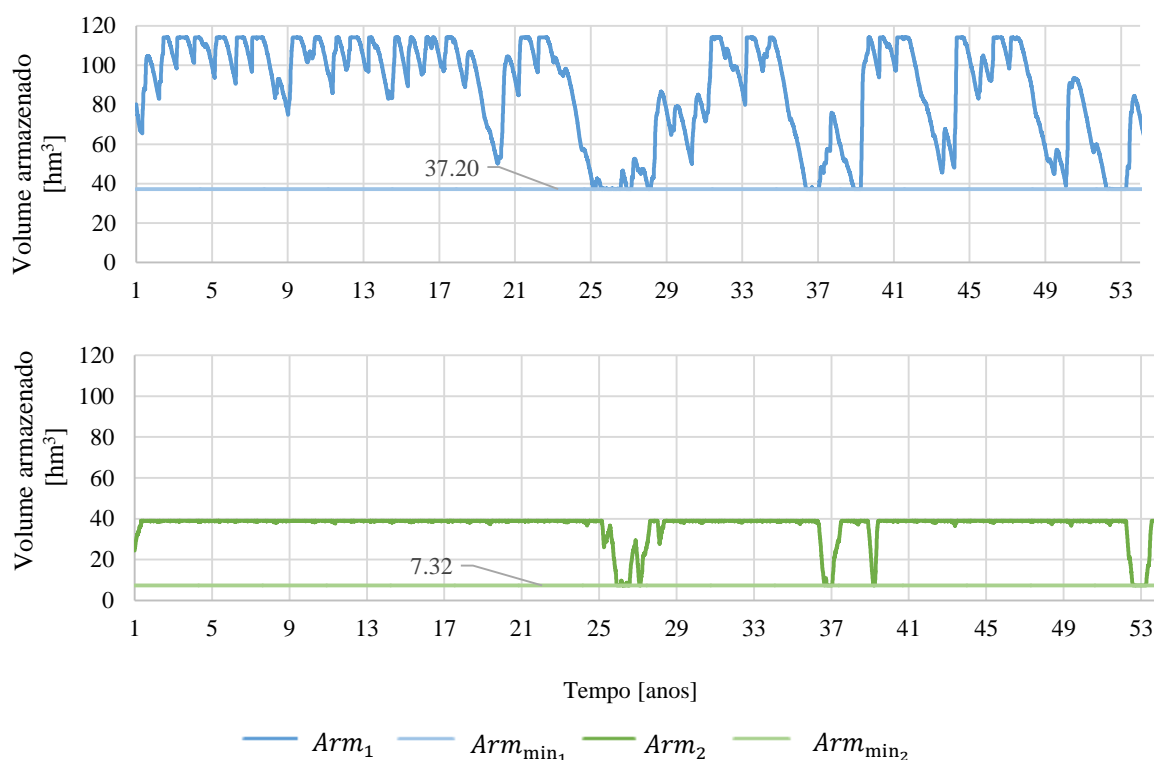


Figura 5.1 – Variação do armazenamento disponível ao longo dos 54 anos hidrológicos (sustentabilidade do sistema não alcançada). A azul e em cima representa-se a albufeira de montante (Arm_1) e em baixo e a verde a albufeira de jusante (Arm_2). Em qualquer dos diagramas a linha horizontal identifica o volume correspondente ao NME (Arm_{min_x})

A Tabela 5.2 sintetiza os resultados anuais obtidos nos anos em que se observa a não sustentabilidade do sistema, especificando-se o número de caso em que não se garantiram as necessidades de consumo do sistema, coincidindo, como era de esperar, com os anos mais críticos em termos de volume armazenado. Um caso de não sustentabilidade define-se por em dada hora em que a produção renovável não é suficiente para satisfazer o consumo de energia elétrica e as condições para a produção de energia hidroelétrica não se verificaram. Observa-se, ainda, que é no ano de 2008 onde se verifica o maior número de casos de não sustentabilidade, seguindo o ano de 1982. A Tabela D.1, presente no anexo D, apresenta os resultados para todos os anos da simulação.

Tabela 5.2 – Dados de energia elétrica produzida e consumida, balanço entre a produção e consumo de energia elétrica e número de casos de não sustentabilidade (discretização temporal horária) para os anos em que se verificou a não sustentabilidade do sistema.

Ano Hidrológico	E. produzida Total [GWh]	E. consumida Carga [GWh]	E. consumida Bombagem [GWh]	Balanço [GWh]	Número de horas de não sustentabilidade
1981/1982 (ano 25)	73.27	74.02	4.72	-5.47	858
1982/1983 (ano 26)	63.18	74.02	4.53	-15.38	2058
1983/1984 (ano 27)	76.43	74.23	4.95	-2.74	430
1984/1985 (ano 28)	79.25	74.02	5.25	-0.03	3
1992/1993 (ano 36)	65.86	74.02	3.11	-11.28	1849
1993/1994 (ano 37)	78.11	74.02	5.20	-1.11	189
1994/1995 (ano 38)	79.25	74.02	5.26	-0.03	3
1995/1996 (ano 39)	75.30	74.23	4.60	-3.53	430
2008/2009 (ano 52)	57.75	74.02	2.29	-18.56	2965
2009/2010 (ano 53)	68.09	74.02	4.36	-10.29	1553

Na Figura 5.2 observar-se o impacto do armazenamento na sustentabilidade do sistema. Na mesma encontra-se representado a produção de energia elétrica das diversas fontes de energia e o consumo, a negativo, por parte do sistema de bombagem, em GWh. É, ainda, apresentada a energia elétrica máxima proveniente da central eólica que teria sido possível produzir.

Uma melhor análise ao conjunto de elementos disponibilizados (Figura 5.2, Tabela 5.2) permite constatar algum “desperdício” de energia proveniente da central eólica. Tal, deve-se ao facto de não existindo condições de armazenamento para a realização da bombagem, ou mesmo existindo, a energia total que se poderia aproveitar para se realizar a bombagem excede a potência máxima da bomba, existindo assim a necessidade de diminuir a percentagem de utilização da central eólica, definido pela variável $x(t)$ – equações (4.9) a (4.11). Na figura os trechos realçados por circunferências a vermelho evidenciam os anos em que se observou a não sustentabilidade do sistema, caracterizada por variações abruptas de energia.

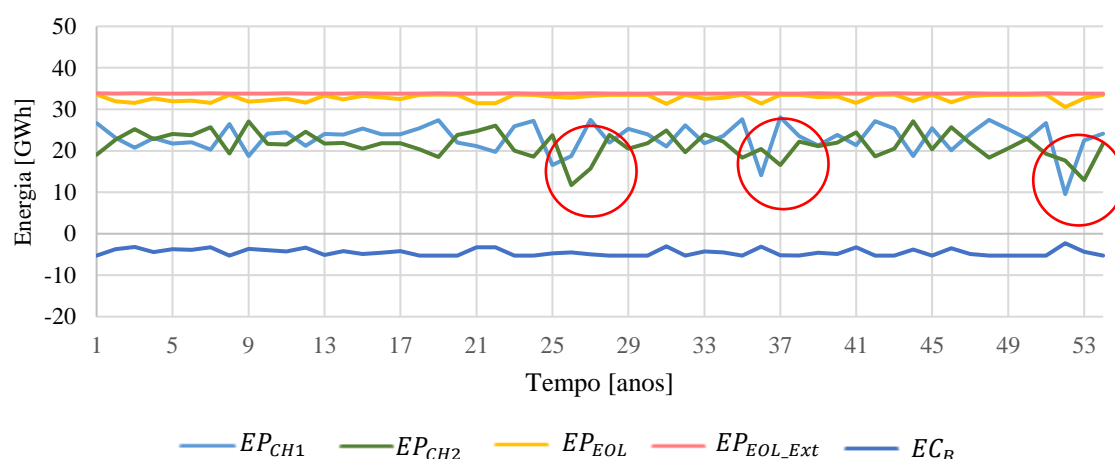


Figura 5.2 – Energia elétrica produzida nas centrais hidroelétricas (EP_{CHx}) e consumo de energia elétrica através da bombagem (EC_B), por ano, para os 54 anos hidrológicos (sustentabilidade do sistema não alcançada). Relativamente à componente eólica, a linha laranja representa a energia elétrica anual extraída pela central eólica (EP_{EOL_Ext}) e a amarela energia elétrica aproveitada do mesmo (EP_{EOL}).

Seguidamente, procurou encontrar-se qual seria o número mínimo de turbinas necessárias por forma a obter a sustentabilidade do sistema em todo o período de análise. Concluiu-se, assim, serem necessárias, no mínimo, dez turbinas eólicas, perfazendo um total de 20,5 MW de potência nominal da central eólica. Destarte, confirma-se que o sistema implementado para a CRV (após reforço da componente eólica) possui capacidade para dar resposta ao consumo local para um período de 54 anos hidrológicos, caracterizando-se assim como um sistema autossustentável.

Na Figura 5.3 representam-se os registos de operação da CRV para a primeira semana do ano de 2009 e os respetivos volumes armazenados em ambas as albufeiras durante esse mesmo período, para as duas simulações realizadas. Observa-se que no primeiro caso analisado, durante o período representado, não existe potência extraída proveniente das centrais hidroelétricas, estando as albufeiras no NME, originando desta forma casos de não sustentabilidade do sistema. Contrariamente, para a simulação em que a central eólica é composta por dez turbinas, observam-se valores de potência extraída das centrais hidroelétricas, bem como a utilização da bombagem que efetua o equilíbrio entre a produção e consumo, ao invés da diminuição da potência proveniente da central eólica nos casos de excesso de potência extraída do mesmo, como é possível observar na simulação anterior. A presença do balanço de potências no sistema (linha a vermelho) é definido como o indicador de sustentabilidade.

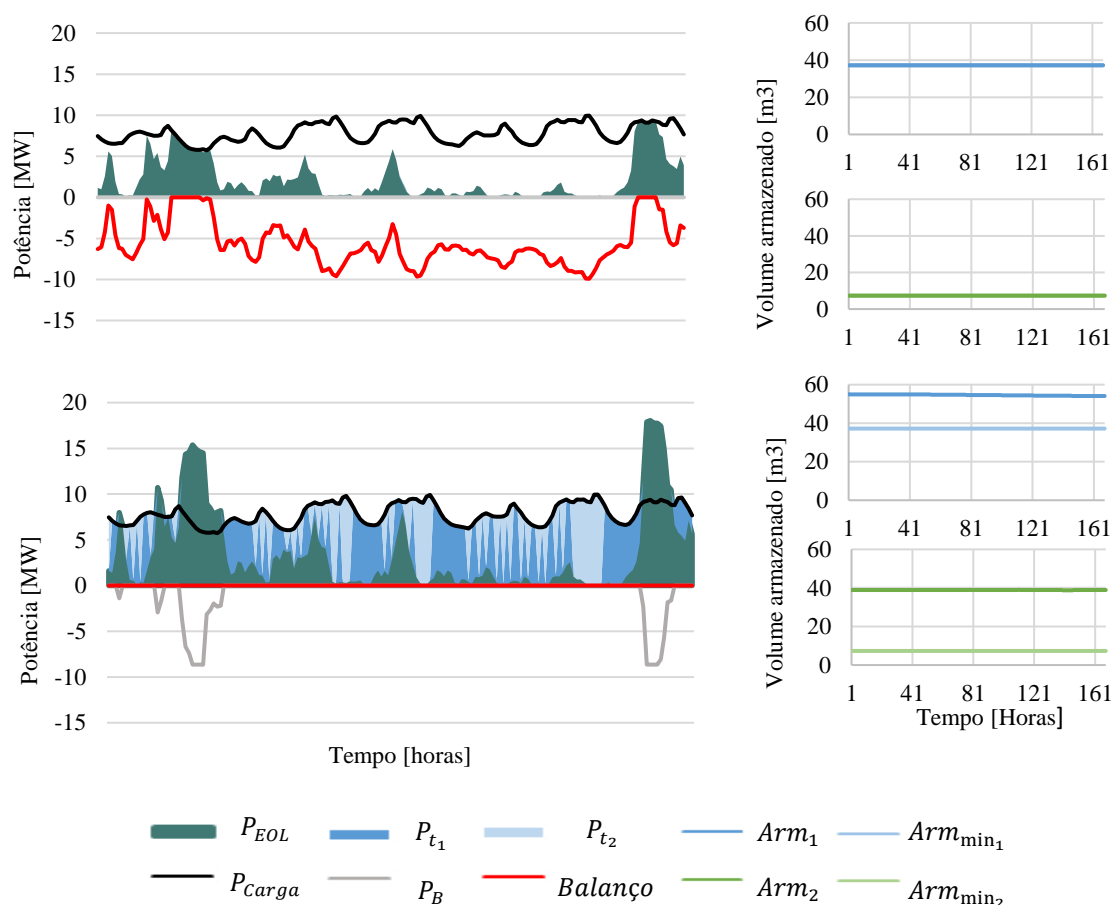


Figura 5.3 – Variação das potências constituintes do sistema da CRV para uma faixa temporal semanal nos dois diferentes casos de simulação: Em cima, sete turbinas constituintes da central eólica; Em baixo, dez turbinas constituintes da central eólica.

Para a simulação em que da central eólica é composta por dez turbinas, a Figura 5.4 representa os dados de produção de energia elétrica das diversas fontes de energia e o consumo, a negativo, por parte do sistema de bombagem ao longo do período de 54 anos hidrológicos. Contrariamente à simulação para um número de sete turbinas, constituintes da central eólica, o sistema apresenta-se sustentável em todo o seu domínio, isto é, a diferença entre o consumo e a produção de energia elétrica a cada hora foi sempre igual a zero. Tal como na Figura 5.2 encontra-se, ainda, representada a energia elétrica máxima que teria sido possível produzir na central eólica.

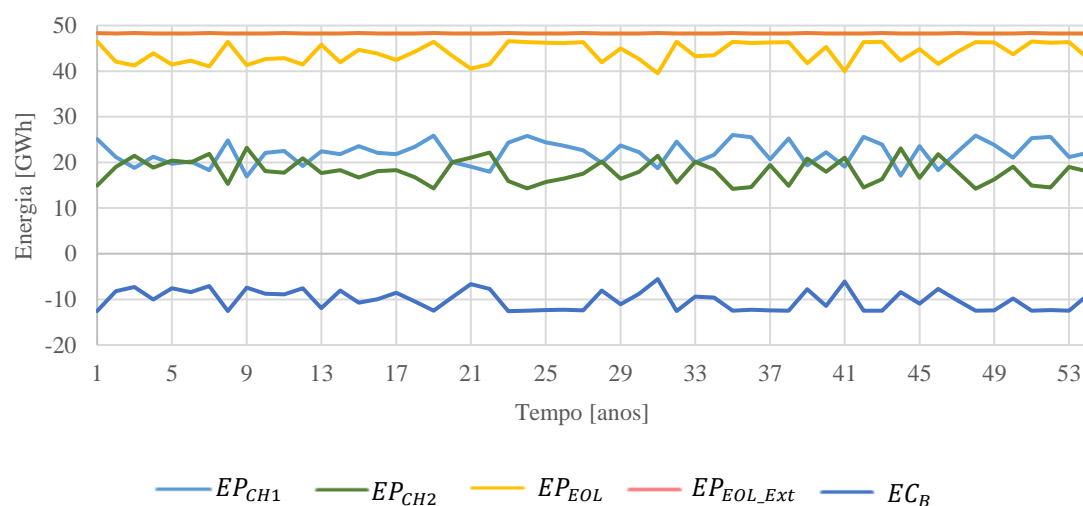


Figura 5.4 – Energia elétrica produzida nas centrais hidroelétricas (EP_{CHx}) e consumo de energia elétrica através da bombagem (EC_B), por ano, para os 54 anos hidrológicos (sustentabilidade do sistema alcançada). Relativamente à componente eólica, a linha laranja representa energia elétrica anual extraída pela central eólica (EP_{EOL_Ext}) e a amarela energia elétrica aproveitada do mesmo (EP_{EOL}).

Semelhantemente à análise anteriormente efetuada, a Figura 5.5 demonstra o armazenamento diário obtido durante o período de análise para a albufeira do Sabugal, em cima a azul, e para a albufeira de Meimoa, em baixo a verde. É ainda importante salientar que apesar de o sistema apresentar a autossustentabilidade, verifica-se que a albufeira de Meimoa se encontra permanentemente no nível de pleno armazenamento, isto é, no armazenamento máximo. Durante os anos mais críticos de armazenamento na albufeira de Sabugal, não se verifica qualquer impacto no armazenamento da albufeira de Meimoa, dado ter-se dado prioridade à produção na central hidroelétrica da albufeira do Sabugal.

Adicionalmente, são ainda representadas na Figura 5.6 as descargas efetuadas durante o período de análise para ambas as albufeiras. Apesar da capacidade de a albufeira do Sabugal ser bastante superior à capacidade da albufeira de Meimoa, e desta última estar constantemente cheia, verifica-se um volume de descargas bastante superior em todos os anos hidrológico na Albufeira do Sabugal. Tal verifica-se devido ao volume anual afluente ser de uma ordem de grandeza do dobro para a albufeira do Sabugal, quando comparada à albufeira de Meimoa, sendo que em caso de enchimento das albufeiras o volume descarregado pela albufeira do Sabugal será naturalmente superior ao volume descarregado pela albufeira de Meimoa.

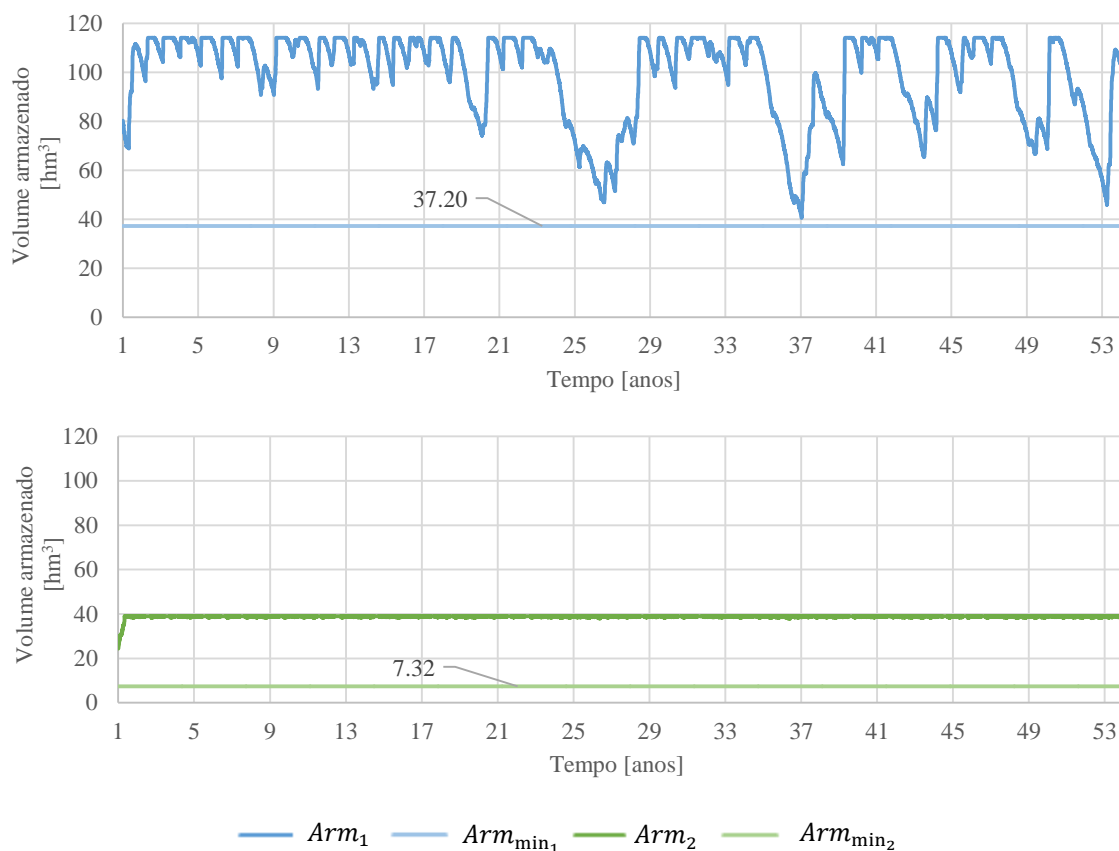


Figura 5.5 - Variação do armazenamento disponível ao longo dos 54 anos hidrológicos (sustentabilidade do sistema alcançada). A azul e em cima representa-se a albufeira de montante (Arm_1) e em baixo e a verde a albufeira de jusante (Arm_2). Em qualquer dos diagramas a linha horizontal identifica o volume correspondente ao NME (Arm_{min_x})

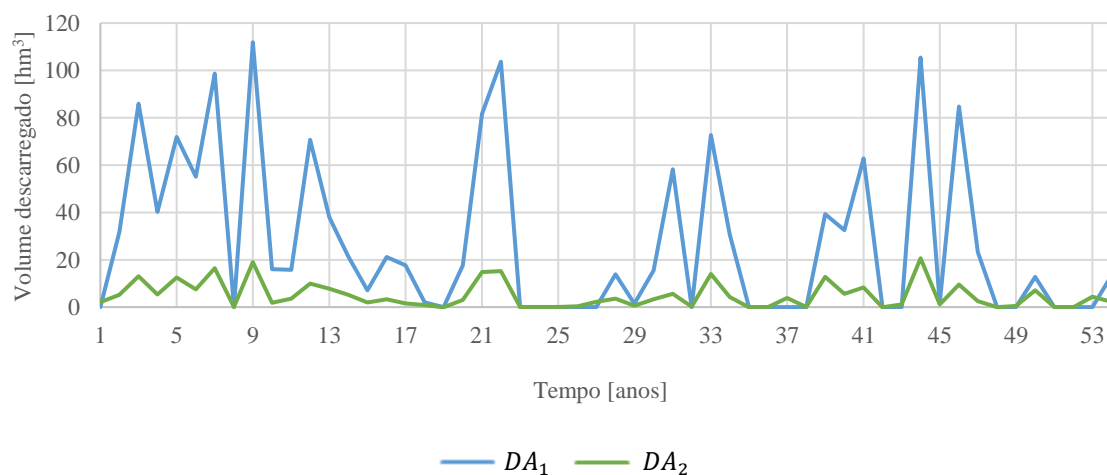


Figura 5.6 - Variação das descargas anuais (DA_x) efetuadas ao longo dos 54 anos hidrológicos A azul representa-se a albufeira de montante e a verde a albufeira de jusante.

5.2. Resultados do estudo de otimização

Como referido anteriormente, a componente de otimização visa verificar se os resultados provenientes da componente de simulação estão próximos da solução ideal. Desta forma, uma averiguação positiva permitirá considerar que os resultados de simulação, apresentados para um período de 54 anos, garantem que o sistema lógico simula de forma eficaz o comportamento ótimo da central renovável virtual. Sendo assim, os resultados provenientes da otimização serão apresentados numa perspetiva comparativa com os de simulação, de modo a apurar o quão próximos, os últimos, se apresentam do pressuposto.

A Figura 5.7 relaciona os custos totais associados ao sistema na componente de simulação e otimização e a Figura 5.8 representa a energia elétrica total produzida através das diferentes fontes de energia, bem como a energia elétrica consumida através do sistema de bombagem para ambas as componentes em estudo.

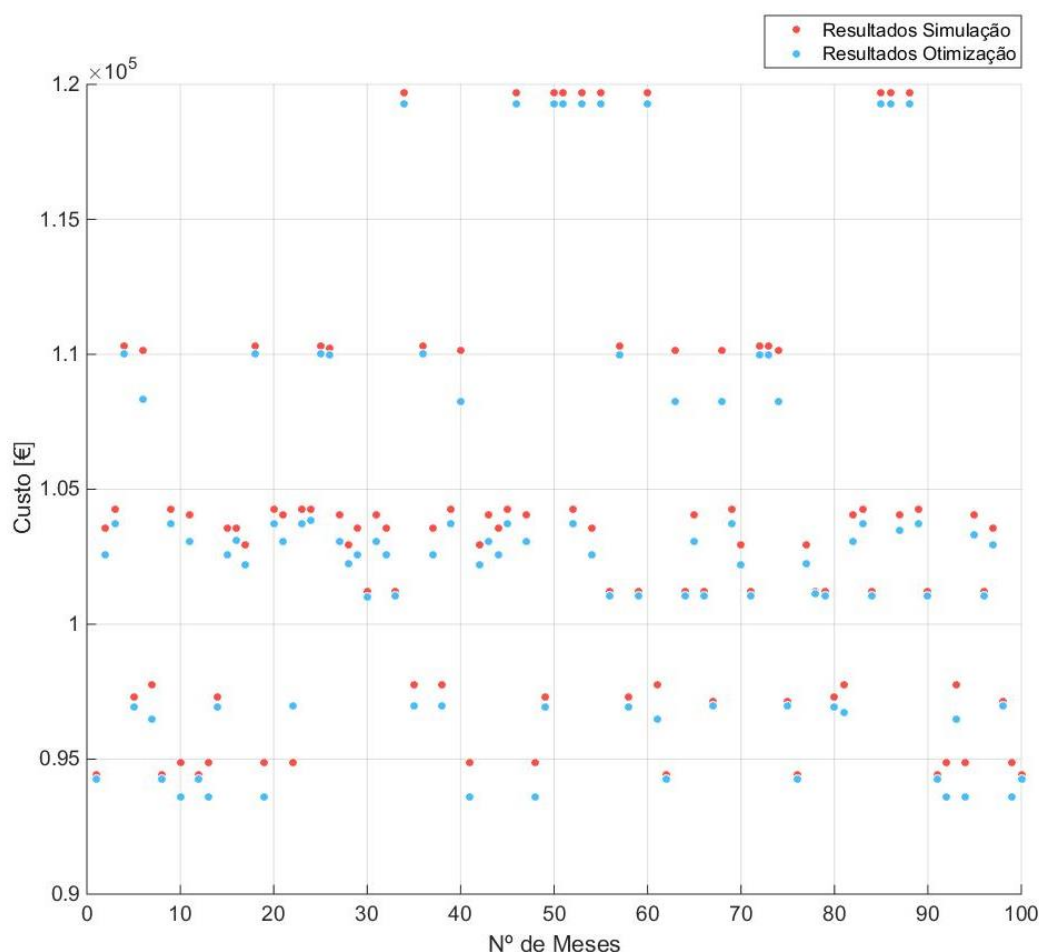


Figura 5.7 - Comparação do custo total do sistema para os 100 meses aleatórios analisados.

Como era de esperar, os custos totais associados à operação da CRV considerada são sempre inferiores na componente de otimização do que na componente de simulação (Figura 5.7).

Relativamente ao modo de geração de energia elétrica é possível observar através da análise à Figura 5.8, uma utilização bastante superior da central hidroelétrica de jusante (EP_{CH2}) na componente

de simulação comparativamente à de otimização e consequentemente, um uso superior da central hidroelétrica de montante (EP_{CH1}) por parte da componente de otimização quando comparada com a de simulação. Desta forma, é de esperar que os custos associados à componente de simulação sejam sempre superiores, visto se ter considerado um custo de operação da central hidroelétrica de jusante superior ao custo da de montante para fins de prioridade na componente de otimização. Tal, deve-se ao facto de o programa GAMS garantir uma enorme flexibilidade na resolução do problema, algo que não foi possível implementar no sistema lógico construído (componente de simulação), onde a não possibilidade da produção total da potência necessária numa só central hidroelétrica irá transitar diretamente para testes na central hidroelétrica oposta, enquanto, a componente de otimização apresenta a flexibilidade de repartir a produção entre as duas centrais hidroelétricas, por forma a obter o custo mínimo associado aquele instante de tempo.

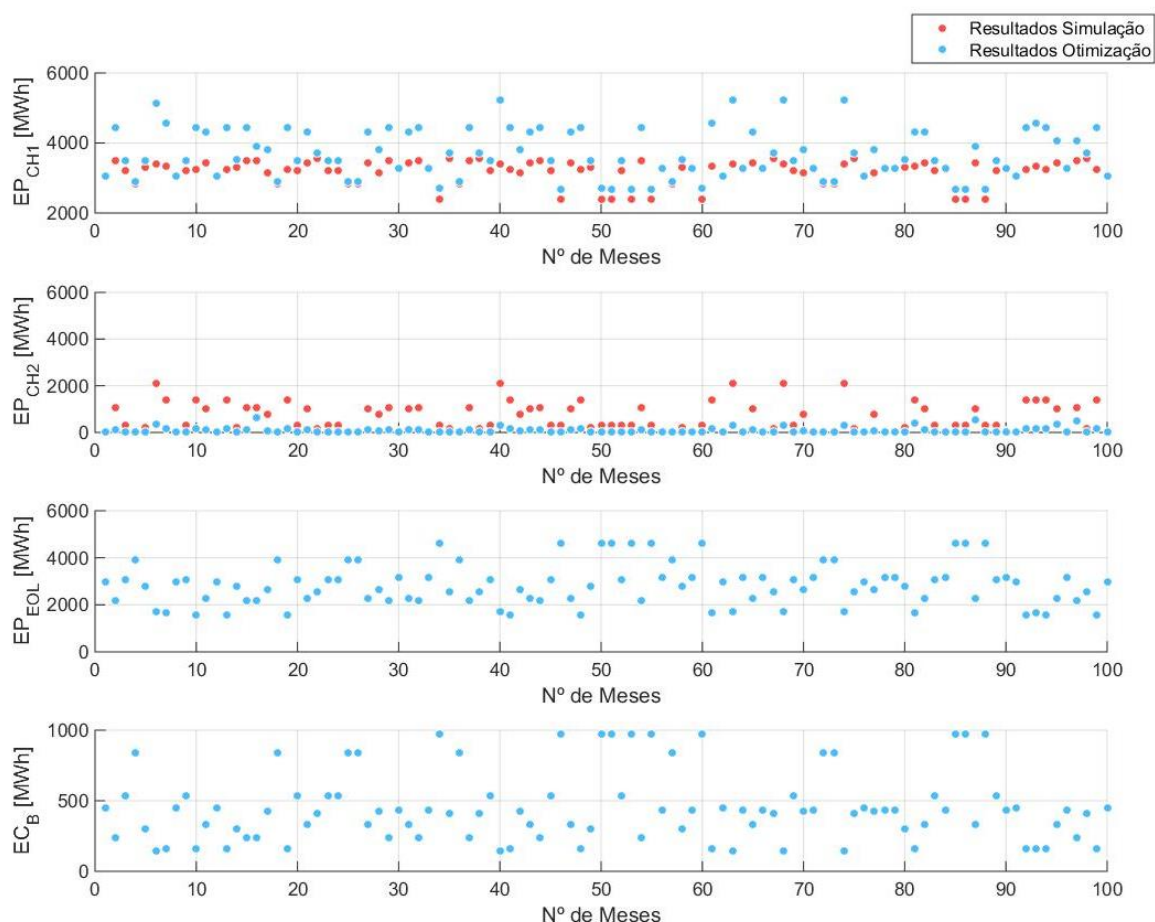


Figura 5.8 - Comparação da energia elétrica produzida nas centrais hidroelétricas (EP_{CHx}) e na central eólica (EP_{EOL}), bem como, da energia elétrica consumida através do sistema da bombagem (EC_B), para os 100 meses aleatórios analisados.

Relativamente à energia elétrica produzida na central eólica e à energia elétrica consumida pelo sistema de bombagem (EP_{EOL} e EC_B), durante o período de análise (mensal), estas estão bastante próximas quando comparados os resultados das duas componentes estudadas. Tal facto é possível de ser observado através da quase “inexistência” de circunferências a vermelho no Figura 5.8, explicado pelo facto dos valores serem tão próximos que ocorrem sobrepostos. Os resultados obtidos relativamente a estas duas componentes estão de encontro com o esperado, visto que, no caso da energia eólica, traduzem

o uso do perfil de produção para uma turbina eólica de 2 MW, apresentado no capítulo anterior. Relativamente ao consumo de energia elétrica proveniente do sistema de bombagem, este está diretamente relacionado com o perfil de consumo de energia elétrica e do perfil de produção de uma turbina eólica de 2 MW, não se verificando uma grande diferença entre os resultados das duas componentes.

Contundo, as Figuras 5.7 e 5.8 apresentam apenas os resultados num contexto geral, caracterizando apenas a energia elétrica total produzida durante todo período de otimização. Achou-se, assim, que uma análise mais aprofundada seria necessária.

Ainda do ponto de vista do modo de operação do sistema, a Figura 5.9 demonstra os resultados obtidos, para ambas as metodologias, para o mês de janeiro de 1990, através de diagramas de carga. Em cima, é possível observar os resultados relativos à componente de simulação e em baixo à componente de otimização. Neste, é visível uma clara diminuição da utilização da central hidroelétrica de jusante.

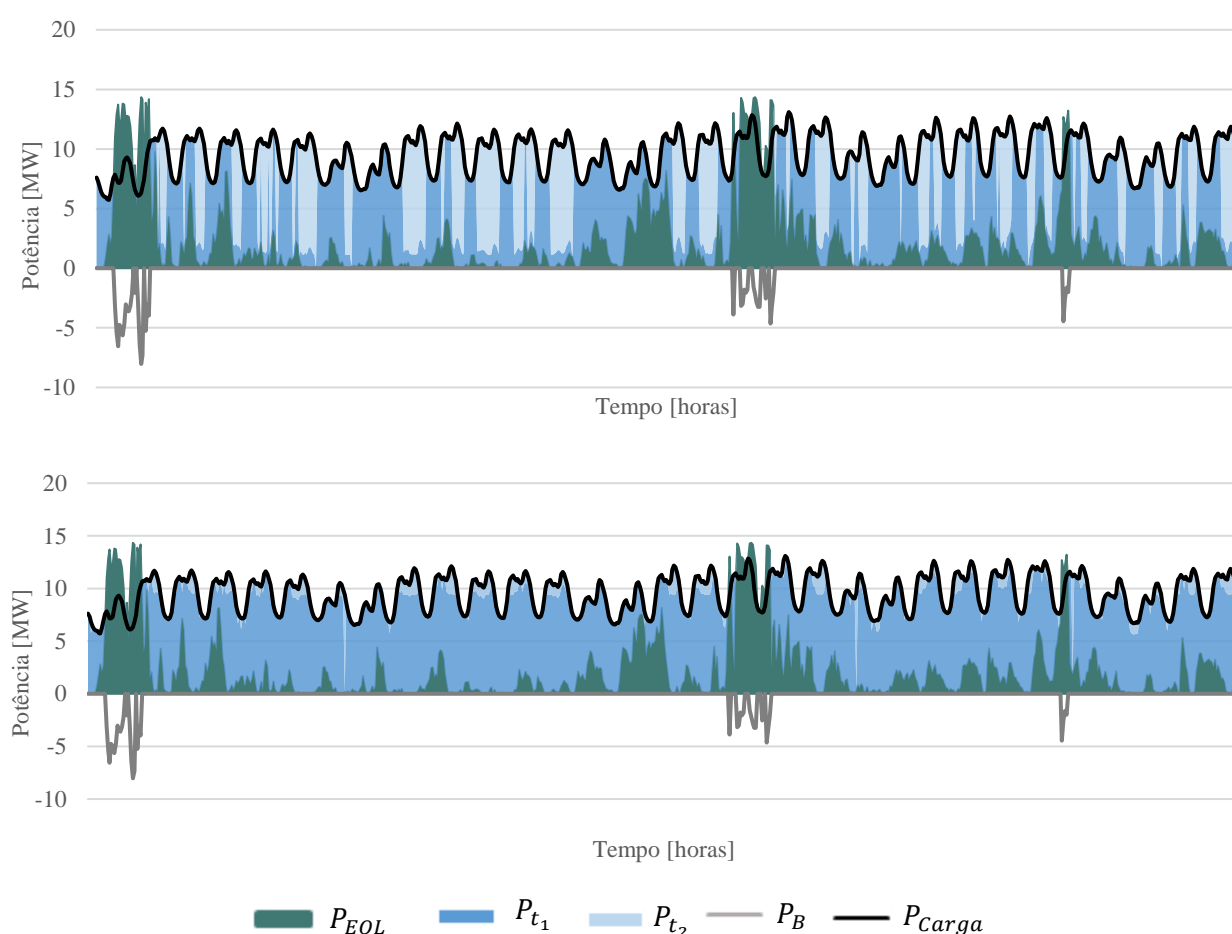


Figura 5.9 – Variação das potências constituintes da CRV para as para uma faixa temporal semanal. Em cima, observa-se os resultados obtidos por simulação e em baixo os resultados obtidos por otimização. Salienta-se preto e cinzento, respetivamente, os valores de potências consumidos pela carga e bombagem.

Complementarmente à Figura 5.9, a Figura 5.10 pretende demonstrar os efeitos do diferente modo de operação entre as duas metodologias. A clara diminuição de utilização da central hidroelétrica de jusante ($x=2$), provoca que o armazenamento disponível na albufeira de montante, associada à central hidroelétrica de montante, seja menor na componente de otimização relativamente à componente de

Agregação de geração de energia elétrica de origem hídrica e eólica num sistema autossuficiente

simulação (em cima). Consequentemente, o contrário verifica-se na albufeira de jusante, onde se observa um armazenamento superior na componente de otimização em relação à componente de simulação (ao centro). Contudo, em baixo é possível se verificar-se a soma de ambos os armazenamentos, isto é, o armazenamento total disponível no sistema. Observa-se, assim, um modo de operação mais eficiente na componente de otimização, caracterizado por uma maior utilização da central hidroelétrica de montante, permite que exista um volume superior de água armazenada em todo o sistema na componente de otimização relativamente à componente de simulação.

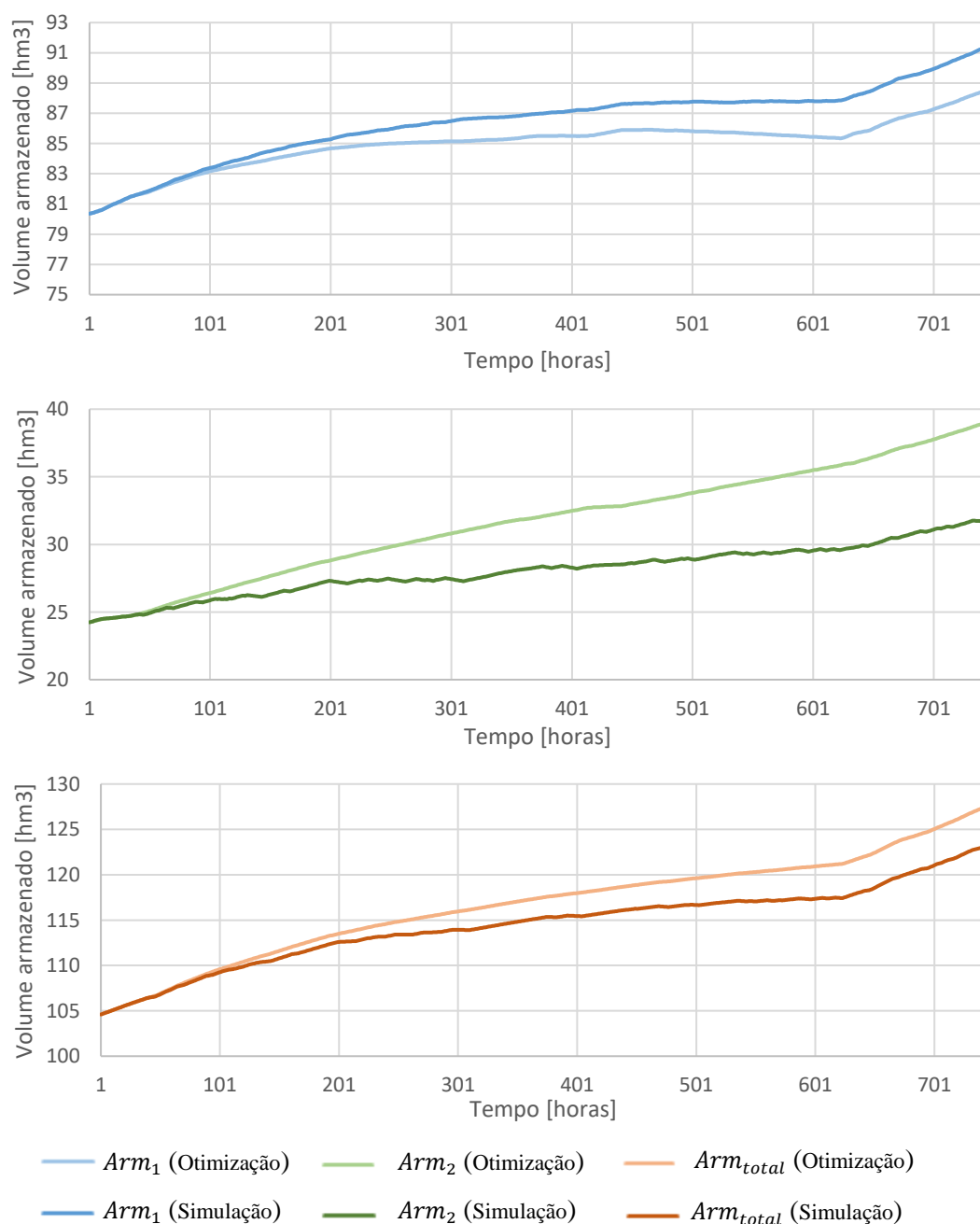


Figura 5.10 – Variação do armazenamento disponível para o mês de janeiro de 1990. Em cima e a azul: armazenamento na albufeira de montante; ao centro e a verde: armazenamento na albufeira de jusante; em

baixo e a laranja: armazenamento total disponível. As cores claras representam resultados obtidos na componente de otimização e as cores escuras os resultados obtidos na componente de simulação

No anexo E, apresentam-se os gráficos dos resultados obtidos por mês, para as 100 otimizações realizadas, bem como os resultados decorrentes da componente de simulação. É de salientar que o mês de fevereiro foi dividido em dois gráficos, um referente a anos bissextos, em que fevereiro é caracterizado por ter 29 dias, e o outro referente a anos não bissextos, apresentando nestes casos os meses de fevereiro com 28 dias.

A Figura 5.11 representa o mês mais analisado da amostra aleatória: o de agosto. Os restantes meses estão representados no Anexo E, como referido anteriormente. A Figura 5.11, tal como as restantes figuras do anterior anexo, são constituídas por 8 gráficos, representando as potências das centrais constituintes do sistema (P_{H1} , P_{H2} , P_{EOL} , P_B), a percentagem de aproveitamento da central eólica, os armazenamentos em ambas as albufeiras constituintes do caso de estudo e o custo total do sistema. Em todos estes gráficos existe a presença de um segmento de reta a preto do tipo $x=y$, na qual se pretende verificar quando os resultados provenientes da simulação e da otimização são iguais, isto é, quando os mesmos se apresentam sobrepostos a esta. Um ponto acima do segmento de reta, indica que o resultado proveniente da otimização é superior ao da simulação. Inversamente, um dado ponto abaixo do segmento de reta indica que o resultado da otimização é inferior ao da simulação. Como nas Figuras 5.7 e 5.8, a aparente inexistência de pontos de uma dada cor, representados na legenda, decorre apenas da sua sobreposição.

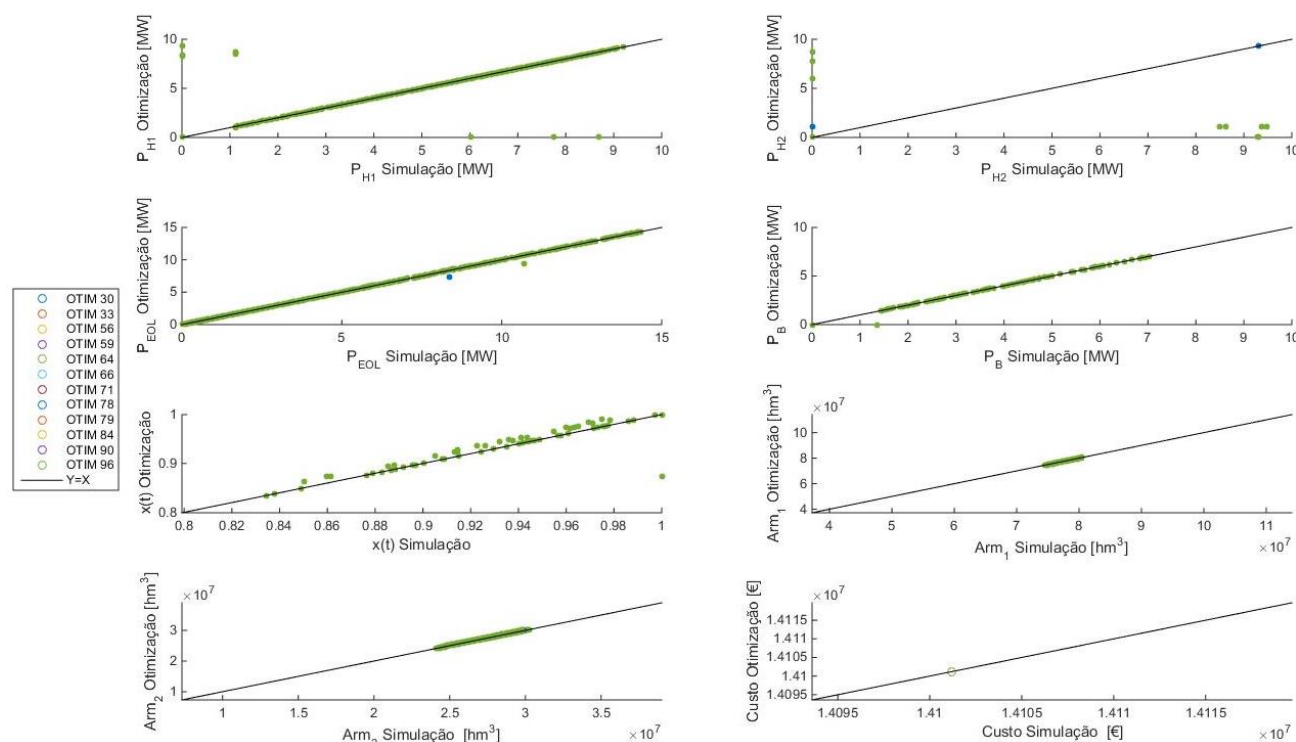


Figura 5.11 - Comparação da potência extraída das diversas fontes de energia, dos armazenamentos das albufeiras associadas, aproveitamento da central eólica e o custo associado para os meses de agosto analisados.

Através da análise da Figura 5.11, e das restantes presentes no Anexo E, é possível observar que as variáveis que apresentam resultados mais próximos quando comparadas as duas componentes estudadas são a potência extraída pela central eólica, a percentagem de aproveitamento da central eólica e a potência de bombagem, o que era de esperar, visto que as mesmas estão diretamente relacionadas. É possível observar o seu relacionamento através de alguns pontos que se diferenciam do segmento de reta $Y=X$, nos meses de abril, maio, julho, agosto, outubro, novembro e dezembro. Neste caso, a não utilização da bombagem por parte da otimização, traduz-se numa diminuição da percentagem de aproveitamento da central eólica e, logicamente, da potência extraída do mesmo.

Relativamente às variáveis representativas das centrais hidroelétricas do sistema, é possível observar uma clara predominância de resultados mais elevados na componente de otimização, quando comparando com a simulação, na potência da central hidroelétrica de montante. Consequentemente, observam-se resultados mais elevados na componente de simulação para a central hidroelétrica de jusante.

A maior divergência entre os resultados de simulação e otimização é claramente observada para as variáveis referentes aos armazenamentos das albufeiras do sistema. Tal observação é de esperar, uma vez que os divergentes modos de operação nas centrais hidroelétricas irão originar diferentes armazenamentos nas albufeiras referentes às mesmas. Contudo, é ainda observado uma grande divergência entre otimizações. Isto é, para o mesmo mês analisado, onde se verifica um igual perfil de consumo de energia elétrica e perfil de produção de energia elétrica por parte da turbina eólica, os resultados relativos às variáveis de armazenamento apresentam uma elevada diferença. No entanto, é importante salientar que os caudais afluentes a estas barragens diferem, visto estarem a ser analisados anos diferentes, daí a verificada diferença relativa aos armazenamentos de água nas albufeiras em questão.

5.3. Síntese de resultados

Verificou-se, assim, que as soluções obtidas através da otimização do modo de funcionamento da CRV traduzem o comportamento lógico esperado, sendo visível algum desfasamento de resultados quando comparados com os decorrentes da componente de simulação. O mesmo está diretamente relacionado com as diferentes flexibilidades dos sistemas, sendo que a componente de otimização apresenta uma flexibilidade bastante superior na sua fase de decisão, enquanto a componente de simulação apresenta menos casos possíveis de resposta. Sendo que o horizonte temporal máximo otimizado, por forma a obter uma elevada certeza na resposta fornecida, é de apenas um mês, insuficiente para analisar todo o leque de dados disponíveis, acredita-se que a componente de simulação está suficientemente perto da resposta obtida por forma a serem considerados válidos os seus resultados. Ainda relativamente aos resultados correspondentes aos armazenamentos nas albufeiras, é visível que os mesmos conferem estabilidade e flexibilidade à CRV por forma a adaptar as suas necessidades energéticas, sendo que, a sua inexistência provocaria a não sustentabilidade do sistema.

Capítulo 6 – Conclusões

Neste capítulo apresenta-se a síntese ao estudo realizado, realçando as principais conclusões retiradas, bem como, as perspectivas futuras para trabalhos posteriores.

A problemática do consumo de energia elétrica, gerado pelo aumento da eletrificação, integrado com a escassez de recursos fósseis e as consequências da queima dos mesmos são temas que constituem a síntese de conhecimentos deste trabalho. Como alternativa a este problema, as fontes de energia renovável com carácter variável apresentam a desvantagem da não existência de garantia de potência, bem como as dificuldades de gestão do sistema provocadas pelas mesmas. Deste modo, o presente trabalho pretende estudar o conceito de central renovável virtual (CRV), demonstrando que a agregação de diferentes fontes renováveis poderá ser a solução para a diminuição das flutuações que se verificam na produção de eletricidade por estas tecnologias. O conceito de CRV garante uma grande flexibilidade ao sistema electroprodutor, podendo assim, ser este o elemento que permitirá obter elevadas contribuições de energia renováveis de carácter variável. De um modo mais técnico, o objetivo primordial deste trabalho passava por desenvolver um modelo capaz de caracterizar o comportamento de uma CRV adotado como caso de estudo, e otimizar a sua operação, por forma a comprovar a possível sustentabilidade do sistema.

A CRV estudada é constituída por um sistema híbrido de duas centrais hidroelétricas, uma delas reversível, em conjunto com uma central eólica. Ao longo do trabalho descreveram-se as formulações consideradas no modo de operação das centrais constituintes da CRV, bem como os dados relativos aos recursos energéticos inerentes à produção de energia elétrica.

O modelo da CRV foi desenvolvido com base em duas estratégias distintas, mas complementares. Numa primeira fase, o modelo foi desenvolvido sobre a perspectiva de uma análise de simulação dos 54 anos hidrológicos disponíveis, onde não era certo que o modo de operação retratado apresentasse a melhor solução possível para o sistema autossuficiente que se pretendia obter.

Consequentemente, partiu-se para uma análise sobre um ponto de vista otimizado, com o objetivo primordial de encontrar a melhor solução possível de gestão de operação da CRV. Contudo, a componente de otimização apresenta níveis de complexidade bastante elevados do ponto de vista do cálculo, sendo que o maior período de análise, para o qual se garantia que a solução obtida era de facto a ótima, foi de apenas um mês.

O modelo matemático desenvolvido recorre a dados de produção de energia elétrica, relativamente à componente eólica do sistema, e a dados de recurso natural sob a forma de séries temporais de escoamento. O modelo de otimização, que foi desenvolvido de raiz para este trabalho, é constituído por métodos de programação não linear, que determinam a melhor regra de operação a tomar a cada hora, face à possibilidade de produção ou à necessidade de satisfazer o consumo de energia elétrica perante as disponibilidades de armazenamento.

Os resultados provenientes das componentes de simulação e otimização, permitem verificar uma concordância entre os dois métodos realizados, sendo que a operação sob o ponto de vista de uma central renovável virtual garante que as necessidades de consumo de energia elétrica eram conseguidas durante toda a faixa temporal que caracteriza o problema, obtendo-se assim a sustentabilidade do sistema. Verificou-se, ainda, que a produção de energia elétrica proveniente da componente eólica foi sempre

Agregação de geração de energia elétrica de origem hídrica e eólica num sistema autossuficiente

prioritária, uma vez que, a componente hídrica pode ajustar a sua produção ao consumo (com a bombagem), de energia elétrica consoantes as necessidades do sistema electroprodutor. Apenas não se observou o aproveitamento máximo da componente eólica do sistema quando não se garantem as condições mínimas para se efetuar a bombagem, o que provocaria a não sustentabilidade do sistema. Desta forma, a única solução possível seria uma diminuição de produção proveniente da central eólica. Outra alternativa seria a de considerar a potência das centrais hídricas repartida em mais do que um grupo, permitindo contornar esta dificuldade, mas não foi realizada neste trabalho.

Contudo é importante realçar que a comparação efetuada entre os dois modelos, realizada no capítulo 5.2, demonstrou que para todos os casos analisados, o sistema de otimização apresentou um melhor ajuste às necessidades do sistema, isto é, um menor custo associado à operação da CRV. Tal deve-se, ao sistema de otimização, em certas circunstâncias conseguir produzir menores quantidades de energia na central hidroelétrica de jusante, maximizando sempre a produção proveniente da central hidroelétrica de montante e da central eólica. É importante ter em consideração um possível sobredimensionamento da central eólica, uma vez que a existência obrigatória de 10 turbinas para a autossustentabilidade do sistema será decerto elevado. Perante os resultados obtidos na otimização, demonstra-se que apenas num mês é possível obter um comportamento mais eficiente por parte do sistema estudado, podendo desta forma, permitir diminuir o número de turbinas caso fosse possível otimizar para os 54 anos hidrológicos.

Deste modo, a agregação destes dois tipos de centrais, hídrica e eólica, confere uma maior flexibilidade ao sistema electroprodutor, permitindo adaptar a produção de energia elétrica consoante as necessidades de consumo do sistema, garantindo assim um equilíbrio do mesmo através da operação conjunta das mesmas. A complementaridade verificada para estas fontes de energias será, num futuro próximo, uma mais-valia para alcançar maiores percentagens de penetração de energias renováveis, de carácter variável, no sistema electroprodutor.

Futuramente, a integração de diversos fatores, tais como a possibilidade de compra e venda de energia elétrica, bem como o impacto causado na rede elétrica, seriam de grande valor acrescentado e complementariam esta dissertação. Adicionalmente, um estudo de viabilidade económica em conjunto com os fatores anteriormente descritos seria fundamental, de modo a avaliar qual o período de retorno de investimento da CRV e se, de facto, a solução apresentada é de carácter válida do ponto de vista económico. Ainda assim, melhorias do ponto de vista técnico na componente de otimização podem ser implementadas, por exemplo, por forma a caracterizar a queda bruta a cada instante de tempo como variável.

A obtenção de uma solução ótima para este problema mostrou ser um problema de elevada complexidade, contudo, bastante importante por forma a caracterizar soluções que permitam chegar aos objetivos delineados para aumentar a penetração das fontes de energia renovável. A simulação computacional e os modelos de otimização apresentam um papel essencial no apoio à decisão em estudos que visam contribuir para a evolução tecnológica dos sistemas de energia.

Bibliografia

- [1] Europeia, C. (2014). *Um quadro político para o clima e a energia no período de 2020 a 2030*. Disponível em: <https://eur-lex.europa.eu/legal-content/PT/TXT/PDF/?uri=CELEX:52014DC0015&from=EN>
- [2] Roberts, B. P., & Sandberg, C. (2011). *The Role of Energy Storage in Development of Smart Grids*. Disponível em: <https://doi.org/10.1109/JPROC.2011.2116752>
- [3] International Energy Agency (IEA), (2018). *World Energy Outlook 2018*. Disponível em: <https://www.iea.org/weo2018/electricity/>
- [4] International Energy Agency (IEA), *Statistics / World - Electricity generation by fuel (chart)*. Disponível em: <https://www.iea.org/statistics/?country=WORLD&year=2016&category=Electricity&indicator=ElecGenByFuel&mode=chart&dataTable=ELECTRICITYANDHEAT>
- [5] International Energy Agency (IEA), (2016). *World Energy Outlook 2016*. Disponível em: <https://webstore.iea.org/download/direct/202?fileName=WEO2016.pdf>
- [6] Pineda, I. & Tardieu, P., (2018). *Annual combined onshore and offshore wind energy statistics*. Disponível em: <https://windeurope.org/wp-content/uploads/files/about-wind/statistics/WindEurope-Annual-Statistics-2017.pdf>
- [7] international hydropower association, (2018). *hydropower status report*. Disponível em: https://www.hydropower.org/sites/default/files/publications-docs/iha_2018_hydropower_status_report_4.pdf
- [8] Redes Energéticas Nacionais (REN), (2017). *Dados técnicos 17*. Disponível em: [https://www.ren.pt/files/2018-04/2018-04-16164659_7a820a40-3b49-417f-a962-6c4d7f037353\\$7319a1b4-3b92-4c81-98d7-fea4bfefafcd\\$031d5647-7be6-44c4-b02e-5ce1bf01cbe2\\$File\\$pt\\$1.pdf](https://www.ren.pt/files/2018-04/2018-04-16164659_7a820a40-3b49-417f-a962-6c4d7f037353$7319a1b4-3b92-4c81-98d7-fea4bfefafcd$031d5647-7be6-44c4-b02e-5ce1bf01cbe2$File$pt$1.pdf)
- [9] Neeraj Kumar Singh, (2017). *Coordination and Performance Analysis of Pumped Hydro Storage System Integrated with Solar, Wind Hybrid System*. Disponível em: https://www.researchgate.net/publication/319556129_Coordination_and_Performance_Analysis_of_Pumped_Hydro_Storage_System_Integrated_with_Solar_Wind_Hybrid_System
- [10] Tribune, J. ,(2017). *Winning the uphill battle. How pumped hydro could solve the storage problem - Australian Renewable Energy Agency*. ARENAWIRE. Disponível em: <https://arena.gov.au/blog/pumped-hydro/>
- [11] Saboori, H., Mohammadi, M. & Taghe, R., (2011). *Virtual Power Plant (VPP), Definition, Concept, Components and Types*. In 2011 Asia-Pacific Power and Energy Engineering Conference (pp. 1–4). IEEE. Disponível em: <https://doi.org/10.1109/APPEEC.2011.5749026>
- [12] International Energy Agency (IEA), (2017). *Accelerating the transformation of power systems System integration and local grids Status of Power System Transformation*. Disponível em: <https://www.iea.org/publications/freepublications/publication/StatusofPowerSystemTransformation2017.pdf>
- [13] Wan, Y.H. , (2012). *Long-Term Wind Power Variability*. Disponível em: <https://www.nrel.gov/docs/fy12osti/53637.pdf>
- [14] K. Engeland, M. Borga, J. D. Creutin, B. Francois, M. H. Ramos, J. P. Vidal, (2017). *Space-*

- time variability of climate variables and intermittent renewable electricity production - A review*. Disponível em: <https://doi.org/10.1016/j.rser.2017.05.046>
- [15] J. Kiviluoma, (2013). *Managing wind power variability and uncertainty through increased power system flexibility*. University School of Science (Espoo, Finland). Disponível em: <https://www.vtt.fi/inf/pdf/science/2013/S35.pdf>
- [16] Energias de Portugal (edp), (n.d.). *Mapa Produção Hidroelétrica*. Disponível em: https://a-nossa-energia.edp.pt/centros_produtores/producao.php?cp_type=he&map_type=he
- [17] Comissão de Gestão de Albufeiras, (2015). *BALANÇO METEOROLÓGICO, HIDROLÓGICO E DAS PRINCIPAIS UTILIZAÇÕES*. Disponível em: https://www.apambiente.pt/_zdata/Politicass/Agua/CGA/Documentos/Relatorio_CGA_2014_2015.pdf
- [18] International Energy Agency (IEA), (2018). *Accelerating the transformation of power systems System integration and local grids Status of Power System Transformation*. Disponível em: https://webstore.iea.org/download/direct/1041?fileName=Status_of_Power_System_Transformation_2018.pdf
- [19] E.Xypolytou, W.Gawlik, T.Zseby & J.Fabini, (2018). *Impact of Asynchronous Renewable Generation Infeed on Grid Frequency: Analysis Based on Synchrophasor Measurements*. Disponível em: <https://www.mdpi.com/2071-1050/10/5/1605/pdf>
- [20] C. P. Linkenheil, I. Küchle, T.Kurth & F. Huneke, (2017). *FLEXIBILITY NEEDS AND OPTIONS FOR EUROPE'S FUTURE ELECTRICITY SYSTEM*. Berlin. Disponível em: https://www.eugine.eu/cms/upload/Publications/EUGINE_2017-09-07_Energy-Brainpool_Study_Flexibility-Needs-and-Options_Final.pdf
- [21] EUR-lex (n.d.). *Orientações sobre a operação de redes de transporte de eletricidade*. Disponível em: <https://eur-lex.europa.eu/legal-content/PT/TXT/HTML/?uri=LEGISSUM:4309265&from=EN>
- [22] M.Miller, E.Martinot, S.Cox, B.Speer, O.Zinaman, S.Booth, D. Arent, (2015). *Status Report on Power System Transformation*. Disponível em: <https://www.nrel.gov/docs/fy15osti/63366.pdf>
- [23] K. Goldammer, O. Arnhold, M. Fleck, F. Gröger & B. Schachler, (2017). *Transformation of the German Energy and Transport Sector-a National Analysis*. Berlin. Disponível em: http://mobilityintegrationsymposium.org/wp-content/uploads/sites/7/2017/11/1_2_EMob17_142_paper_Goldammer_Kathrin.pdf
- [24] B.Zhang & M. Kezunovic, (2016). *Impact on Power System Flexibility by Electric Vehicle Participation in Ramp Market*. IEEE Transactions on Smart Grid, 7(3), 1285–1294. Disponível em: <https://doi.org/10.1109/TSG.2015.2437911>
- [25] L. Bird, J. Cochran & X. Wang, (2014). *Wind and Solar Energy Curtailment: Experience and Practices in the United States*. Disponível em: <https://www.nrel.gov/docs/fy14osti/60983.pdf>
- [26] windexchange. (n.d.). *U.S. Installed and Potential Wind Power Capacity and Generation*. Disponível em: <https://windexchange.energy.gov/maps-data/321>

- [27] Kroposki, B., Johnson, B., Zhang, Y., Gevorgian, V., Denholm, P., Hodge, B.M. & Hannegan, B. (2017). *Achieving a 100% Renewable Grid: Operating Electric Power Systems with Extremely High Levels of Variable Renewable Energy*. IEEE Power and Energy Magazine, 15(2), 61–73. Disponível em: <https://doi.org/10.1109/MPE.2016.2637122>
- [28] Rede eléctrica de Espanha (ree), (n.d.). *Working group FLEXILWATTS Demand for flexibility*. Disponível em: https://www.ree.es/sites/default/files/go15_web.pdf
- [29] Papaefthymiou, G. & Dragoon, K. (2016). *Towards 100% renewable energy systems: Uncapping power system flexibility*. Energy Policy, 92, 69–82. Disponível em: <https://doi.org/10.1016/J.ENPOL.2016.01.025>
- [30] GEARINO, D., (2019). *100% Renewable Energy Needs Lots of Storage. This Polar Vortex Test Showed How Much*. InsideClimateNews. Disponível em: <https://insideclimatenews.org/news/20022019/100-percent-renewable-energy-battery-storage-need-worst-case-polar-vortex-wind-solar>
- [31] PIERPONT, B. (2017, June 22). *Mind the Storage Gap: How Much Flexibility Do We Need for a High-Renewables Grid?*. Disponível em: <https://www.greentechmedia.com/articles/read/mind-the-storage-gap-how-much-flexibility-do-we-need-for-a-high-renewables#gs.1vjdxz>
- [32] International Energy Agency (IEA), (2019). *Energy storage*. Disponível em: <https://www.iea.org/tcep/energyintegration/energystorage/>
- [33] Mota, A. C. & Santos, A. M. (n.d.). *APROVEITAMENTO HIDROAGRÍCOLA DA COVA DA BEIRA*. Disponível em: http://sir.dgadr.gov.pt/conteudos/jornadas_ap/apresentacoes/s1/10.pdf
- [34] SNIRH. (n.d.). SNIRH :: *Sistema Nacional de Informação de Recursos Hídricos*. Disponível em: <http://snirh.apambiente.pt/>
- [35] Manuela, M., Correia, P. & S. Ramos Da Silva, (n.d.). *DA REGIONALIZAÇÃO DE INFORMAÇÃO HIDROMÉTRICA AO DIMENSIONAMENTO DE ALBUFEIRAS DE REGULARIZAÇÃO E À ANÁLISE DE INCERTEZAS*. Disponível em: https://fenix.ciencias.ulisboa.pt/downloadFile/844562369085982/Licao_MMPortela_Regionalizacao.pdf
- [36] Gray, D. M., As, S. & Saskatchewan, K. J. (n.d.). *ESTIMATING EVAPOTRANSPIRATION ON A REGIONAL SCALE*. Disponível em: https://www.usask.ca/hydrology/papers/Martin_Gray_.pdf
- [37] QUINTELA, A. C., 1967. *Recursos de águas superficiais em Portugal Continental*. Dissertação de Doutoramento, Instituto Superior Técnico.
- [38] REN. (n.d.). *SIMEE - Perfis Consumo*. Disponível em: <http://www.mercado.ren.pt/PT/Electr/InfoMercado/Consumo/Paginas/PerfisConsumo.aspx>
- [39] International Energy Agency (IEA), (2010). *Renewable Energy Essentials: Hydropower*. IEA-International Energy Agency. Disponível em: https://www.iea.org/publications/freepublications/publication/hydropower_essentials.pdf
- [40] Tarjanne Risto, K. A. (2008). *COMPARISON OF ELECTRICITY GENERATION COSTS (p.*

- 4). *LAPPEENRANTA UNIVERSITY OF TECHNOLOGY*. Disponível em:
<https://www.doria.fi/bitstream/handle/10024/39685/isbn9789522145888.pdf>
- [41] npower. (n.d.). *Wind Turbine Power Calculations*. Disponível em:
<https://www.raeng.org.uk/publications/other/23-wind-turbine>
- [42] Da Silva, A. R. R. M, (2016). *Modelação e Otimização do Funcionamento de uma Central Renovável Virtual*. Dissertação de Mestrado, Faculdade de ciências da Universidade de Lisboa. Disponível em:
http://repositorio.ul.pt/bitstream/10451/25758/1/ulfc120695_tm_AnaRita_Silva.pdf
- [43] HOMERENERGY. (n.d.). *electrical power output of the Hydro turbine*. Disponível em:
https://www.homerenergy.com/products/pro/docs/3.10/how_homer_calculates_the_hydro_power_output.html
- [44] Haas, R., Hiebert, M., Hoatson, E., & Turbines, F, (2014). *Francis Turbines*. Disponível em:
[https://www.engr.colostate.edu/~pierre/ce_old/classes/CIVE_401/Team_reports/6 - Francis Turbines - Haas Hiebert Hoatson.pdf](https://www.engr.colostate.edu/~pierre/ce_old/classes/CIVE_401/Team_reports/6_Francis_Turbines_Haas_Hiebert_Hoatson.pdf)
- [45] Royal Academy of Engineering by Motorola Solutions. (n.d.). *Force on a dam wall*. Disponível em: <https://www.raeng.org.uk/publications/other/force-on-a-dam-wall>
- [46] Pedregal, P. (2003). *Introduction to optimization*. Springer.
- [47] Gams Webpage, (n.d.). *BARON*. Disponível em:
https://www.gams.com/latest/docs/S_BARON.html

Anexos

A. Temperatura média anual na região norte de Portugal, relações regionais de Quintela e mapa de isolinhas do escoamento médio anual em Portugal

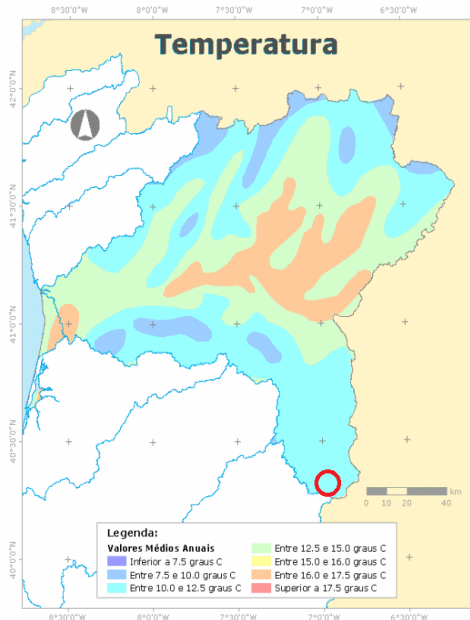


Figura A.1 – Temperatura média anual na região norte de Portugal. A vermelho (círculo) encontra-se representada a localização das albufeiras de Meimoa e Sabugal. (adaptada de: [34]).

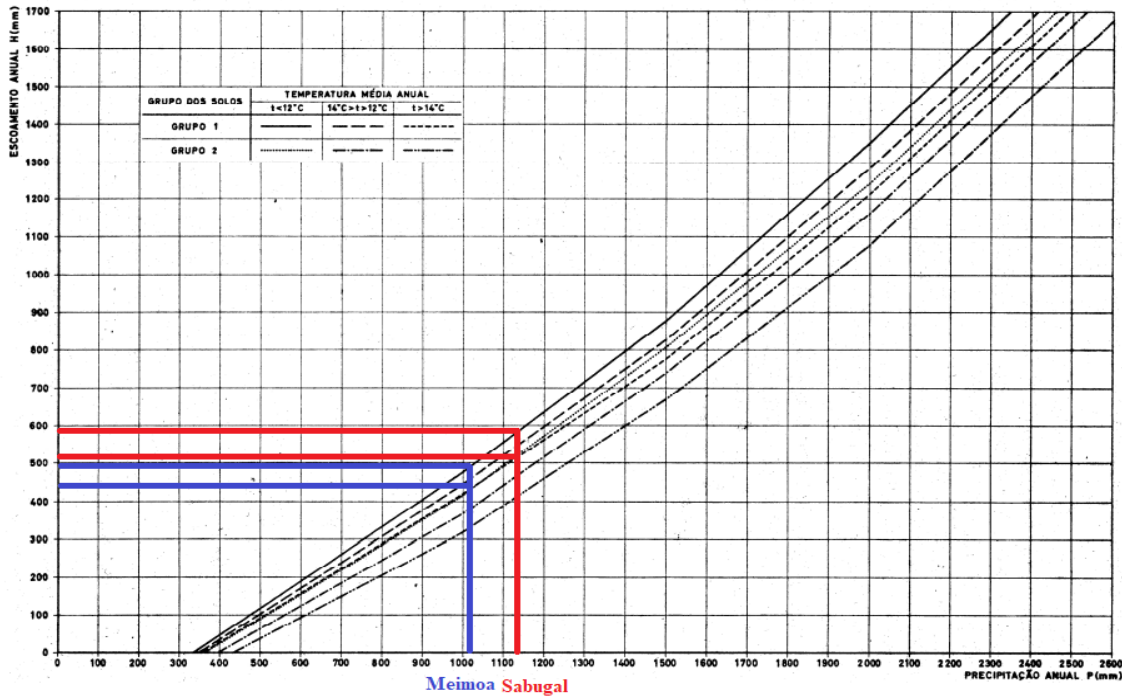


Figura A.2 – Relações regionais de Quintela. A vermelho e a azul representa-se, respetivamente, os valores de escoamento médio anual definidos perante a precipitação média anual considerada para a albufeira do Sabugal e de Meimoa (adaptada de: [37]).

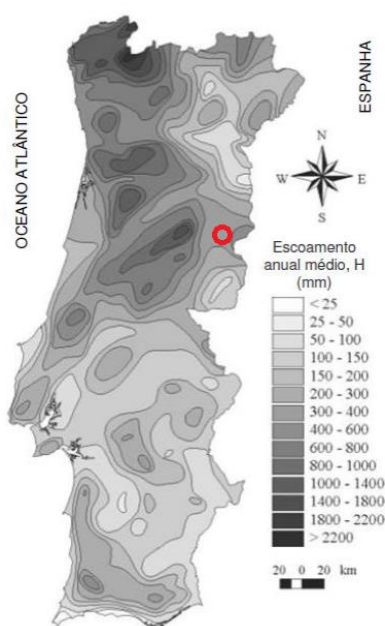
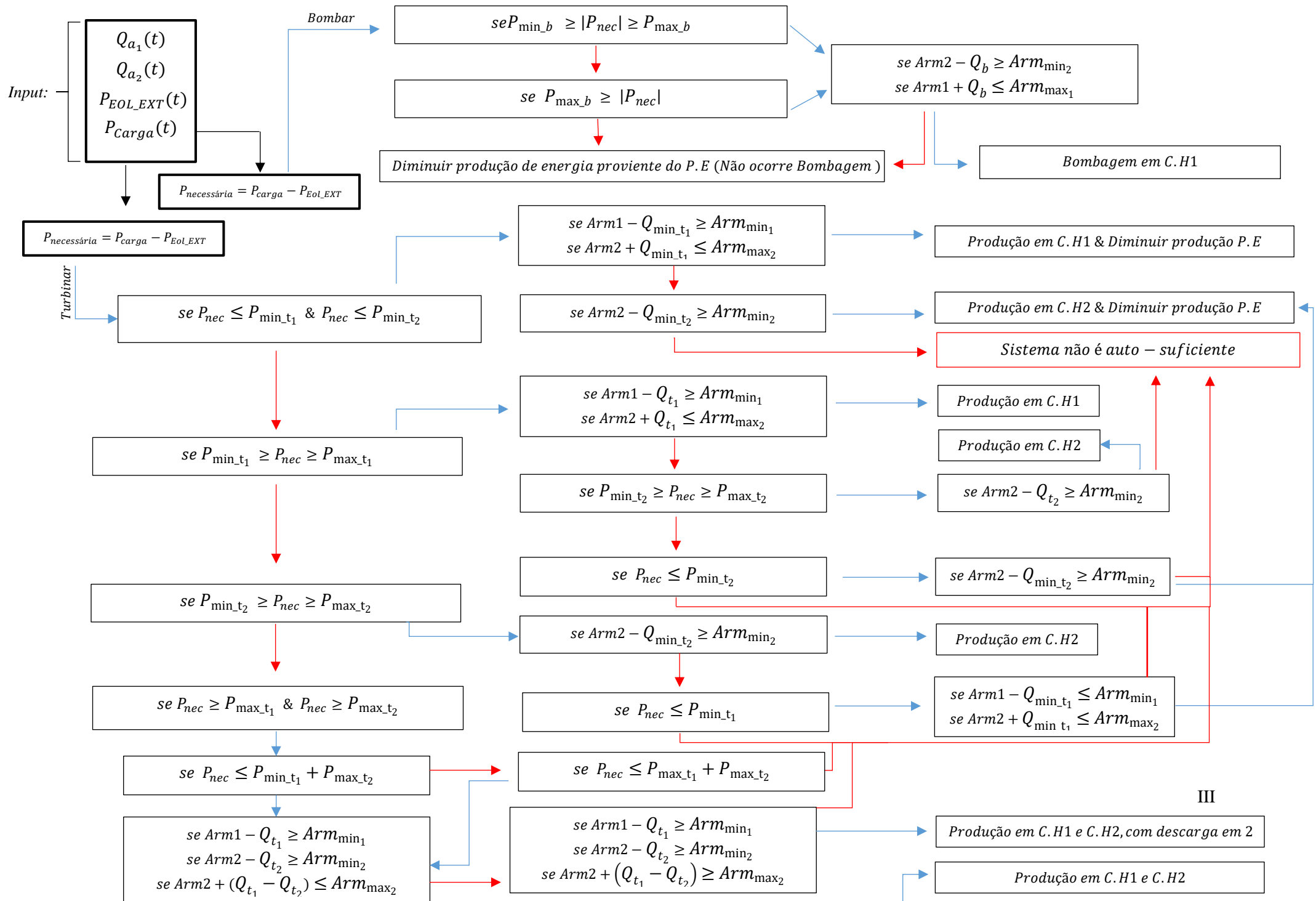


Figura A.3 – Mapa de isolinhas representativo do escoamento médio anual em Portugal. A vermelho (círculo) encontra-se representada a localização das albufeiras de Meimoa e Sabugal. (adaptada de: [35]).



C. Meses selecionados para análise comparativa entre a simulação e otimização

Tabela C.1 – Meses selecionados de modo aleatório para análise comparativa entre resultados de simulação e otimização

Ano/Mês	Jan	Fev	Mar	Abr	Mai	Jun	Jul	Ago	Set	Out	Nov	Dez
1957												
1958		•	•				•					
1959						•	•	•				
1960			•						•			
1691	•											
1962				•								
1963												
1964						•	•					
1965		•								•		
1966								•				
1967			•			•						•
1968												
1969			•		•							
1970					•			•				
1971												
1972	•	•		•								
1973			•				•	•				
1974			•					•			•	
1975												•
1976						•				•		
1977						•						
1978		•	•									
1979			•	•							•	•
1980	•	•		•	•							
1981												
1982							•	•				•
1983		•			•						•	
1984		•	•									
1985								•		•	•	
1986												
1987		•						•				
1988				•	•		•	•				
1989						•						
1990	•					•						
1991										•		
1992									•			

Agregação de geração de energia elétrica de origem hídrica e eólica num sistema autossuficiente

1993				•								
1994									•			
1995		•					•					•
1996				•								•
1997						•	•		•			
1998												•
1999												
2000		•										
2001							•	•				
2002			•			•			•			•
2003		•			•							
2004					•	•		•				
2005							•				•	
2006												
2007					•	•						
2008	•									•		•
2009										•		
2010		•										
2011								•				

D. Resultados obtidos na componente de simulação (Não garantida a autossuficiência do sistema)

Tabela D.1 – Dados de energia elétrica produzida e consumida, balanço entre a produção e consumo de energia e número de casos de não sustentabilidade para a simulação onde não se verificou a não sustentabilidade do sistema

Ano	E.produzi da Total [GWh]	E. consumida Carga [GWh]	E. consumida Bombagem [GWh]	Balanço [GWh]	Número de horas de não sustentabilidade
1957/1958	79.29	74.04	5.25	0.00	0
1958/1959	77.74	74.02	3.72	0.00	0
1959/1960	77.45	74.23	3.23	0.00	0
1960/1961	78.46	74.02	4.44	0.00	0
1961/1962	77.76	74.02	3.73	0.00	0
1962/1963	77.89	74.02	3.86	0.00	0
1963/1964	77.49	74.23	3.26	0.00	0
1964/1965	79.27	74.02	5.25	0.00	0
1965/1966	77.65	74.02	3.62	0.00	0
1966/1967	77.99	74.02	3.97	0.00	0
1967/1968	78.50	74.23	4.28	0.00	0
1968/1969	77.39	74.02	3.36	0.00	0
1969/1970	79.12	74.02	5.09	0.00	0
1970/1971	78.20	74.02	4.18	0.00	0
1971/1972	79.15	74.23	4.93	0.00	0
1972/1973	78.62	74.02	4.60	0.00	0
1973/1974	78.24	74.02	4.21	0.00	0
1974/1975	79.27	74.02	5.24	0.00	0
1975/1976	79.48	74.23	5.25	0.00	0
1976/1977	79.27	74.02	5.25	0.00	0
1977/1978	77.28	74.02	3.25	0.00	0
1978/1979	77.29	74.02	3.26	0.00	0
1979/1980	79.47	74.23	5.24	0.00	0
1980/1981	79.28	74.02	5.25	0.00	0
1981/1982	73.27	74.02	4.72	-5.47	858
1982/1983	63.18	74.02	4.53	-15.38	2058
1983/1984	76.43	74.23	4.95	-2.74	430
1984/1985	79.25	74.02	5.25	-0.03	3
1985/1986	79.28	74.02	5.25	0.00	0
1986/1987	79.28	74.02	5.25	0.00	0
1987/1988	77.28	74.23	3.05	0.00	0
1988/1989	79.27	74.02	5.24	0.00	0
1989/1990	78.33	74.02	4.31	0.00	0
1990/1991	78.56	74.02	4.54	0.00	0
1991/1992	79.48	74.23	5.25	0.00	0
1992/1993	65.86	74.02	3.11	-11.28	1849
1993/1994	78.11	74.02	5.20	-1.11	189
1994/1995	79.25	74.02	5.26	-0.03	3
1995/1996	75.30	74.23	4.60	-3.53	430
1996/1997	78.92	74.02	4.90	0.00	0
1997/1998	77.33	74.02	3.30	0.00	0
1998/1999	79.27	74.02	5.25	0.00	0

Agregação de geração de energia elétrica de origem hídrica e eólica num sistema autossuficiente

1999/2000	79.48	74.23	5.25	0.00	0
2000/2001	77.82	74.02	3.80	0.00	0
2001/2002	79.27	74.02	5.24	0.00	0
2002/2003	77.51	74.02	3.48	0.00	0
2003/2004	79.11	74.23	4.89	0.00	0
2004/2005	79.28	74.02	5.25	0.00	0
2005/2006	79.28	74.02	5.25	0.00	0
2006/2007	79.27	74.02	5.25	0.00	0
2007/2008	79.48	74.23	5.25	0.00	0
2008/2009	57.75	74.02	2.29	-18.56	2965
2009/2010	68.09	74.02	4.36	-10.29	1553
2010/2011	79.27	74.02	5.25	0.00	0

E. Resultados obtidos na componente de simulação e otimização para todos os meses analisados

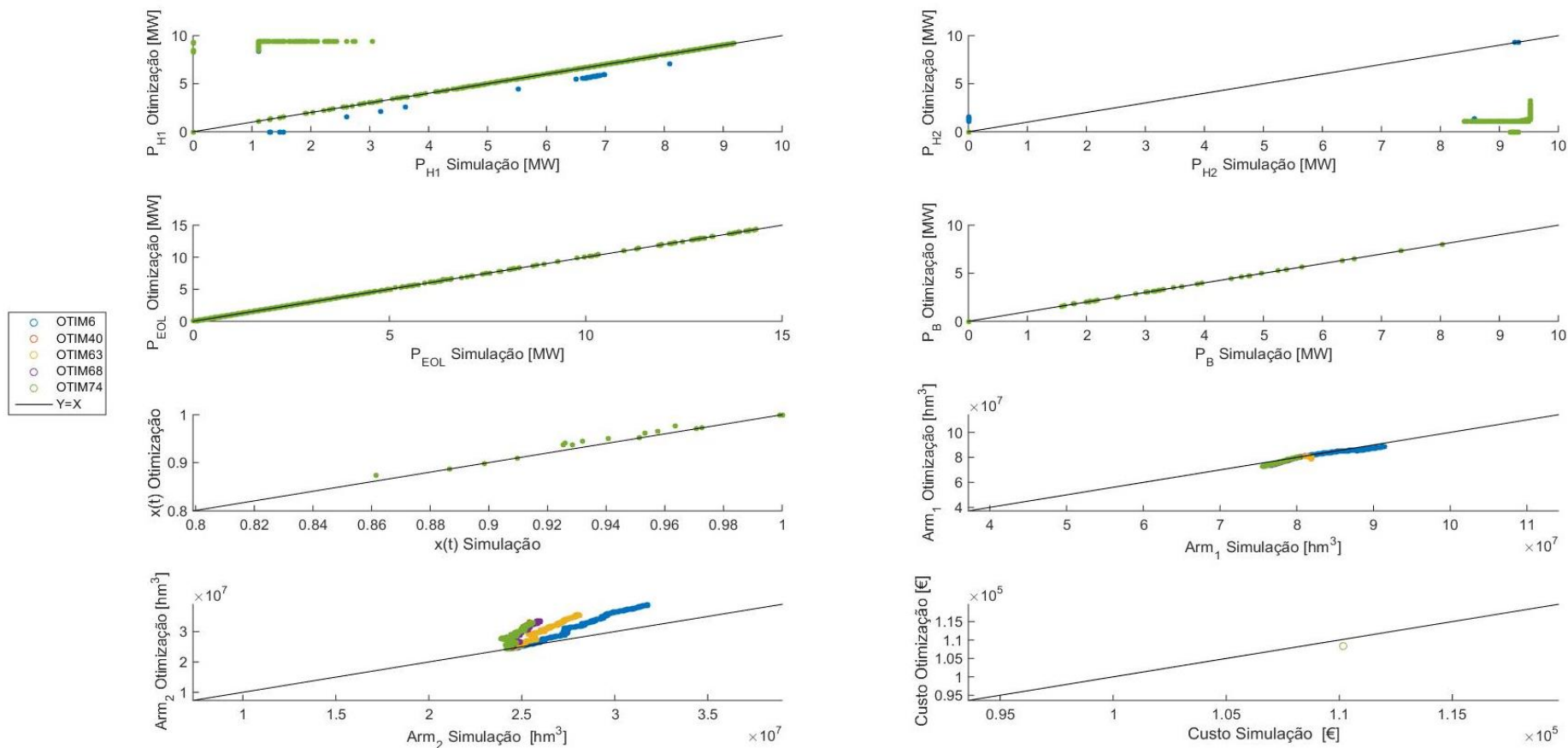


Figura E.1 – Comparação da potência extraída das diversas fontes de energia, dos armazenamentos das albufeiras associadas, fator de capacidade da central eólica e o custo associado para os meses janeiro selecionados

Agregação de geração de energia elétrica de origem hídrica e eólica num sistema autossuficiente

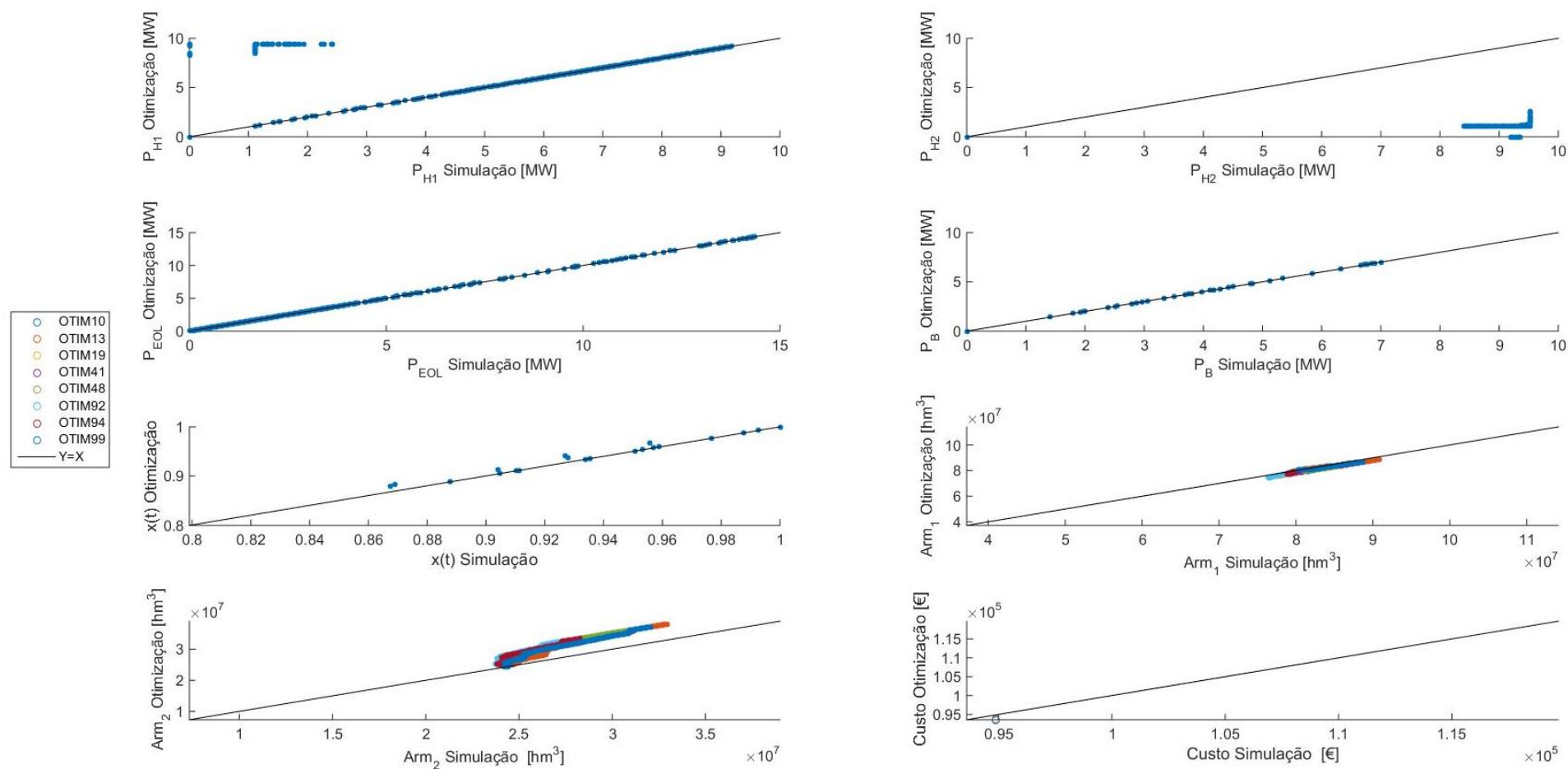


Figura E.2 – Comparação da potência extraída das diversas fontes de energia, dos armazenamentos das albufeiras associadas, fator de capacidade da central eólica e o custo associado para os meses fevereiro (não bissexto) selecionados

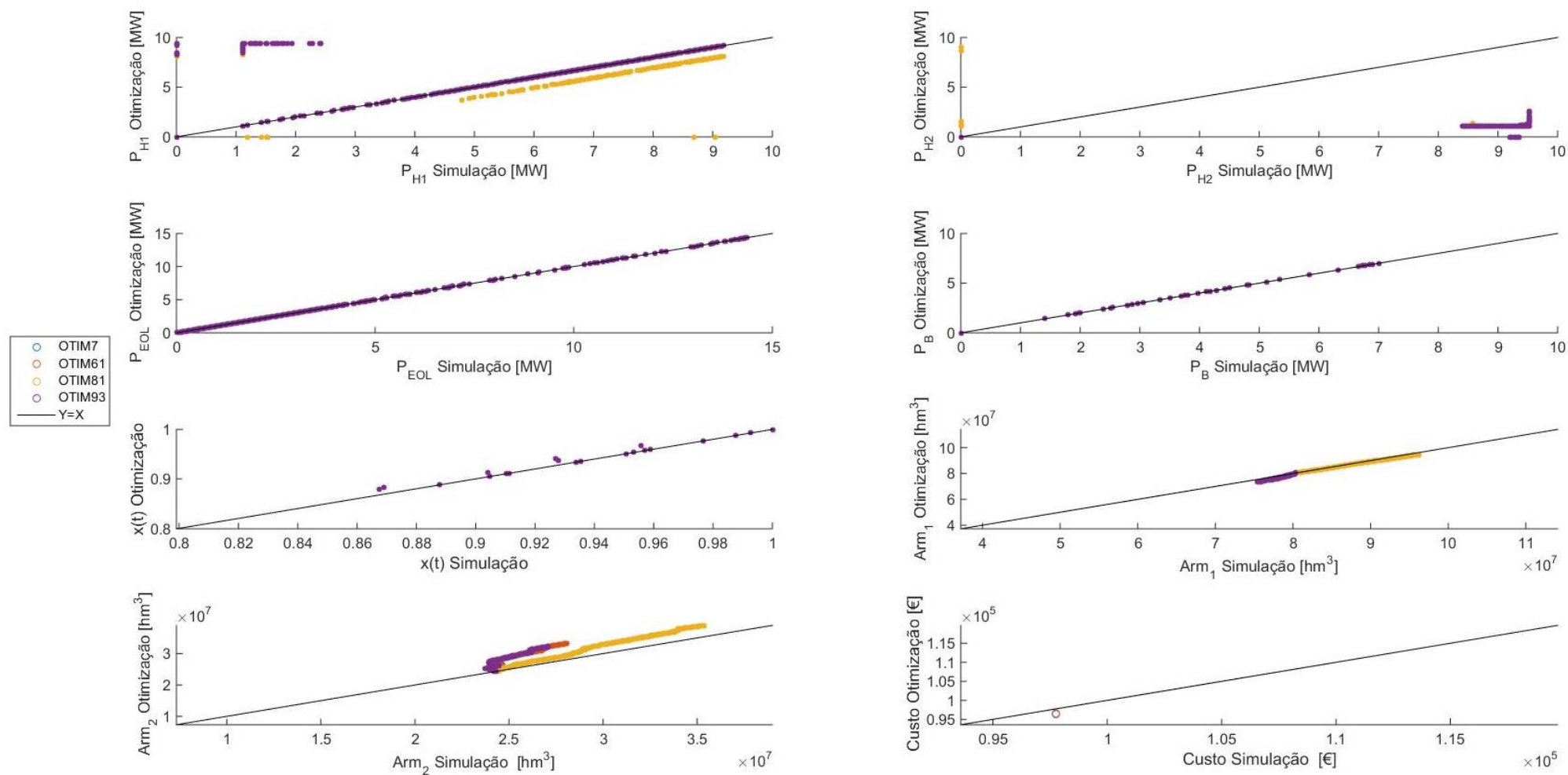


Figura E.3 – Comparação da potência extraída das diversas fontes de energia, dos armazenamentos das albufeiras associadas, fator de capacidade da central eólica e o custo associado para os meses fevereiro (bissexto) selecionados

Agregação de geração de energia elétrica de origem hídrica e eólica num sistema autossuficiente

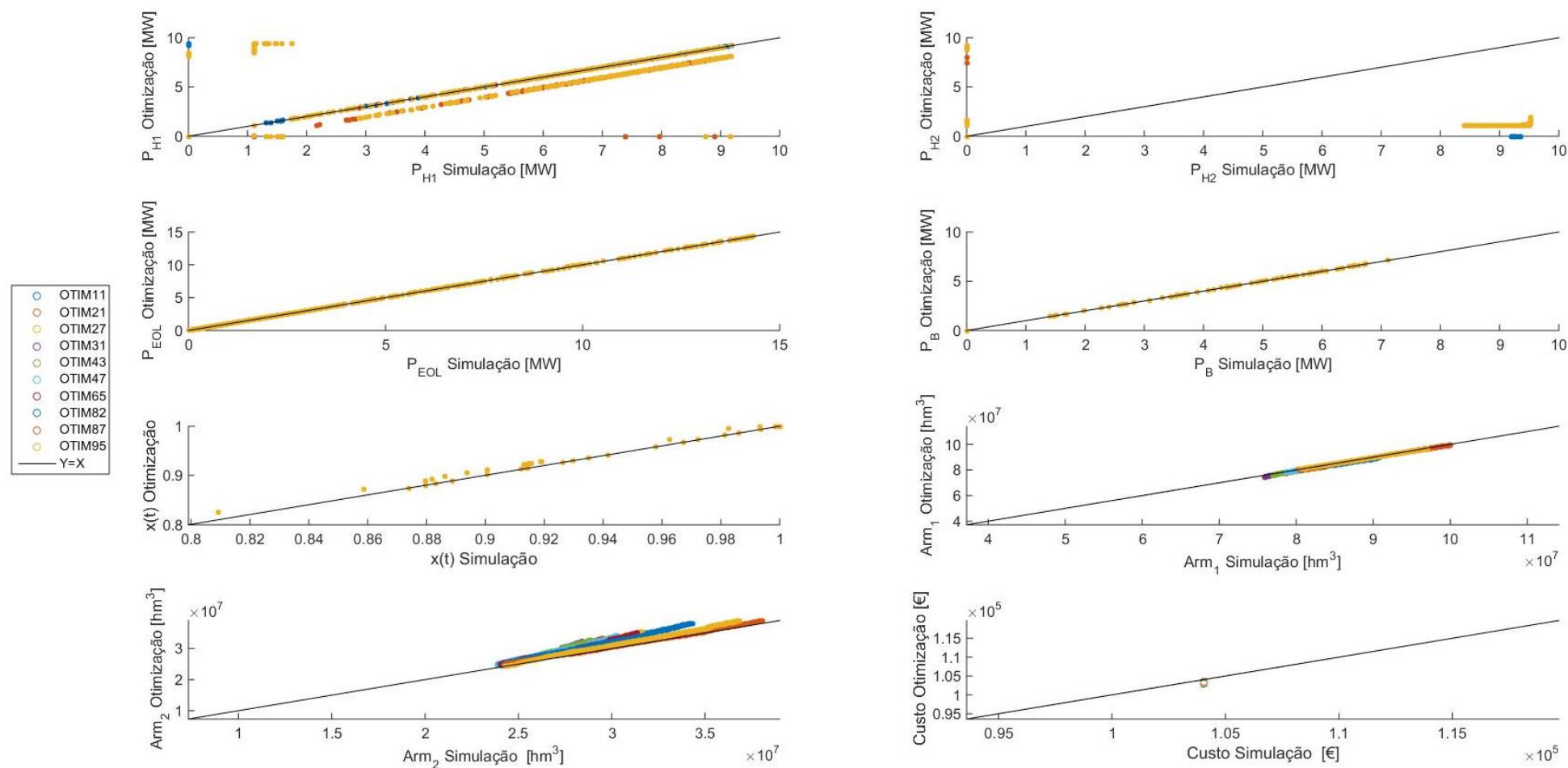


Figura E.4 – Comparação da potência extraída das diversas fontes de energia, dos armazenamentos das albufeiras associadas, fator de capacidade da central eólica e o custo associado para os meses Março seleccionados

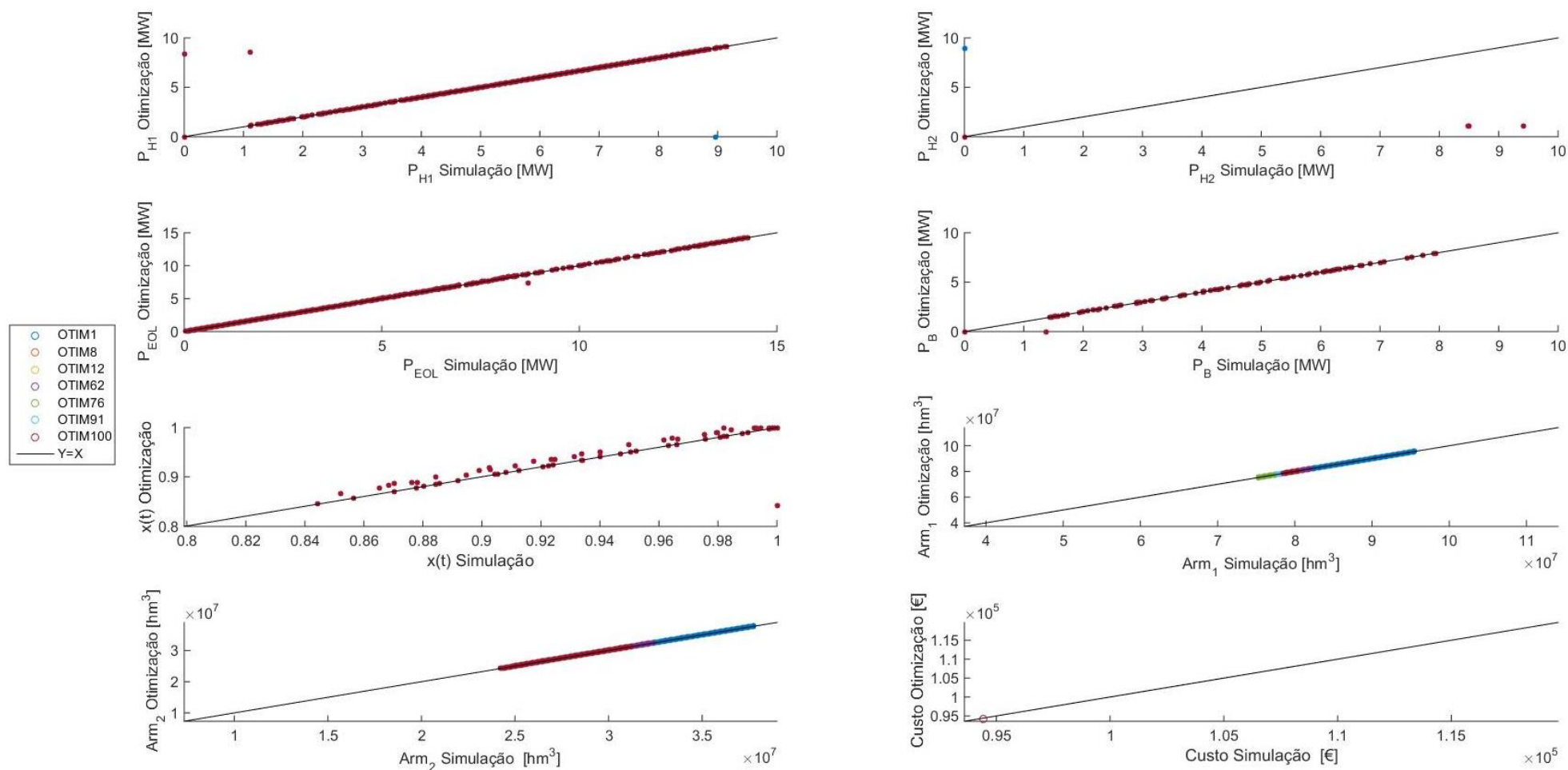


Figura E.5 – Comparação da potência extraída das diversas fontes de energia, dos armazenamentos das albufeiras associadas, fator de capacidade da central eólica e o custo associado para os meses abril selecionados

Agregação de geração de energia elétrica de origem hídrica e eólica num sistema autossuficiente

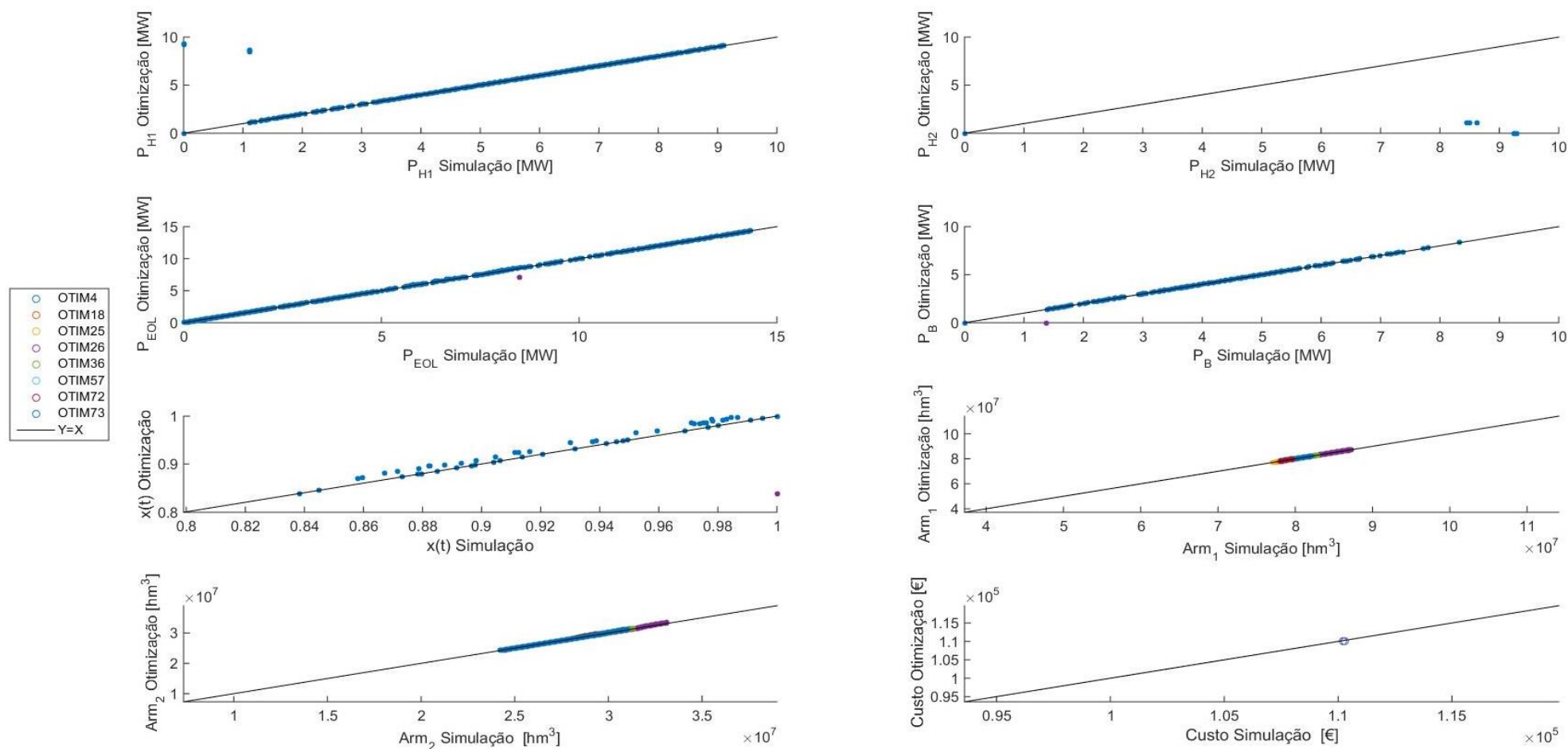


Figura E.6 – Comparação da potência extraída das diversas fontes de energia, dos armazenamentos das albufeiras associadas, fator de capacidade da central eólica e o custo associado para os meses maio selecionados

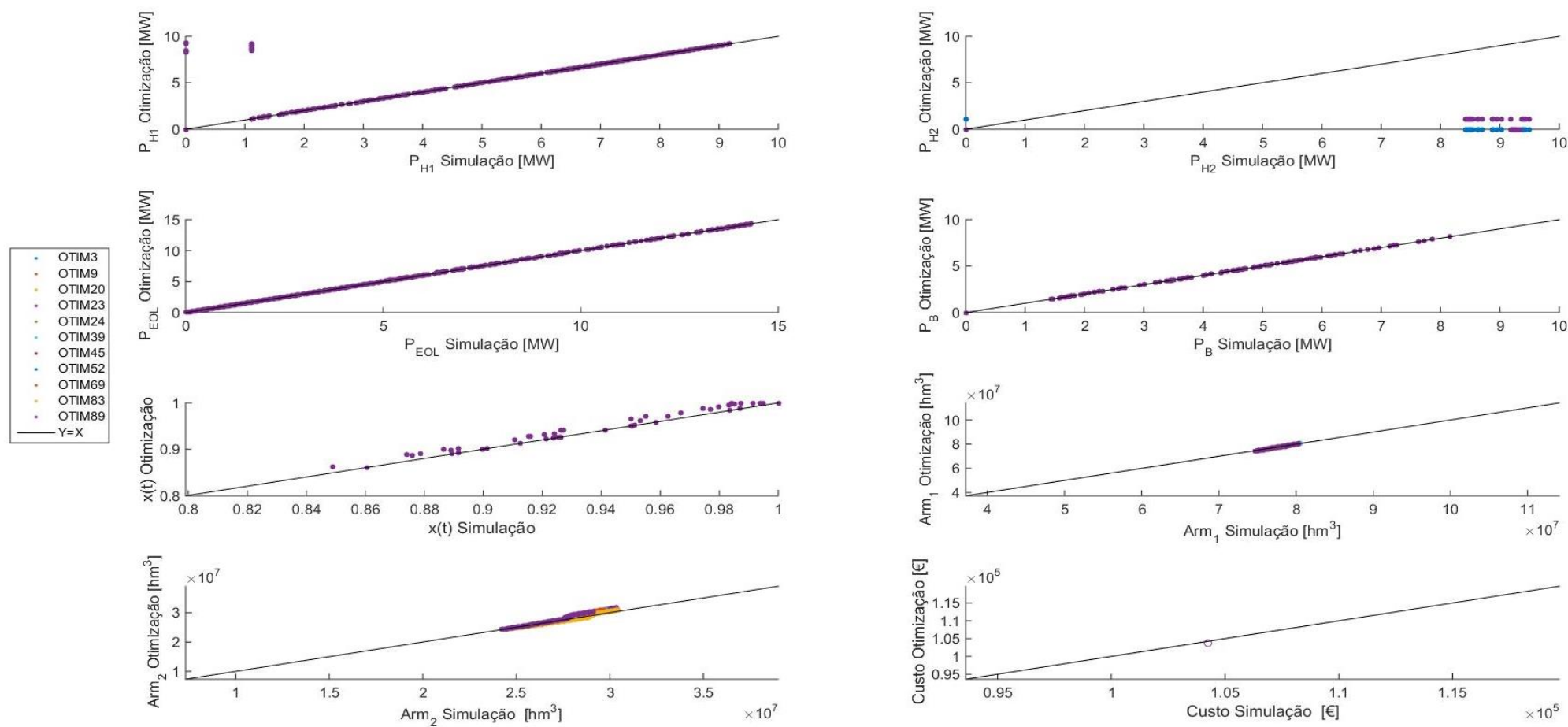


Figura E.7 – Comparação da potência extraída das diversas fontes de energia, dos armazenamentos das albufeiras associadas, fator de capacidade da central eólica e o custo associado para os meses junho selecionados

Agregação de geração de energia elétrica de origem hídrica e eólica num sistema autossuficiente

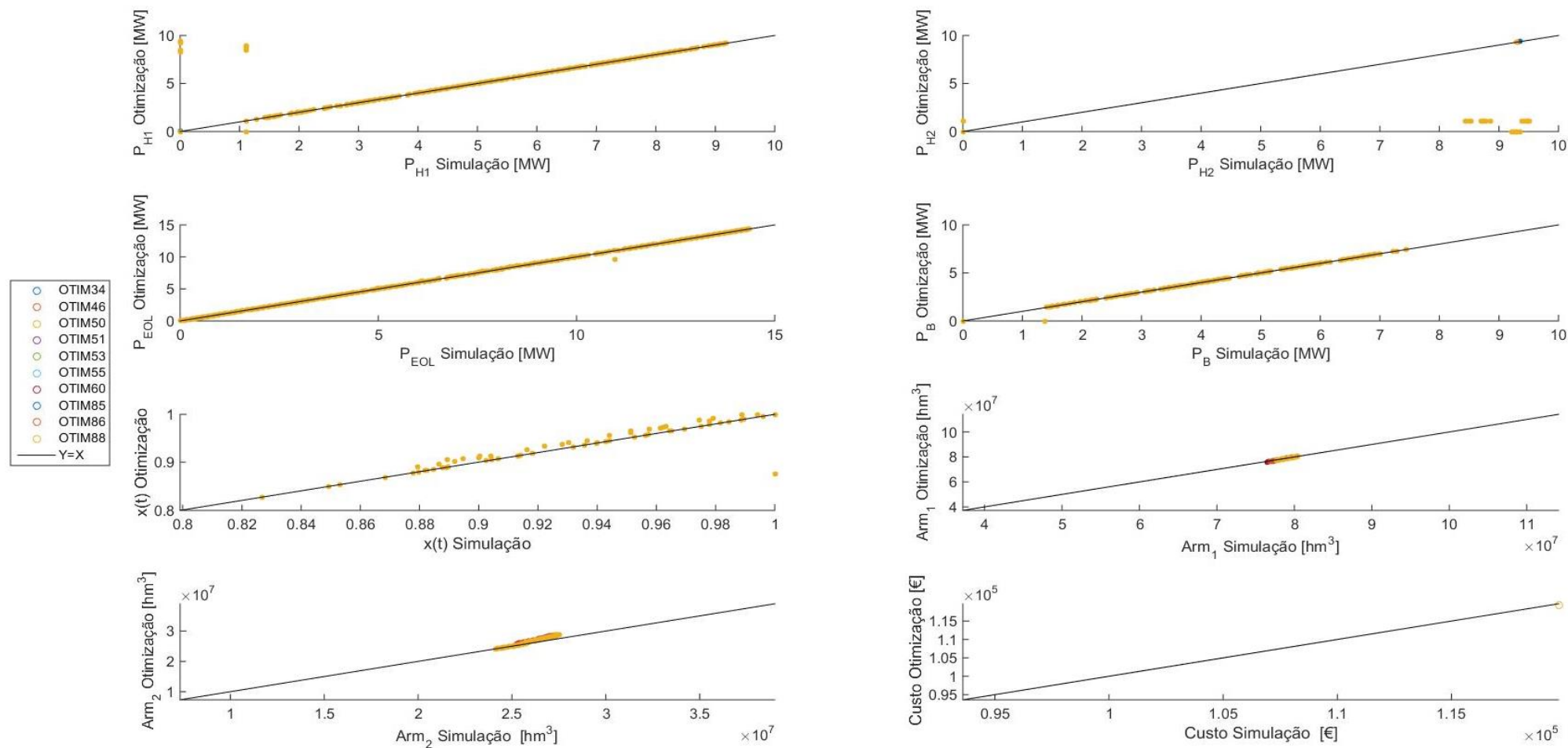


Figura E.8 – Comparação da potência extraída das diversas fontes de energia, dos armazenamentos das albufeiras associadas, fator de capacidade da central eólica e o custo associado para os meses julho seleccionados

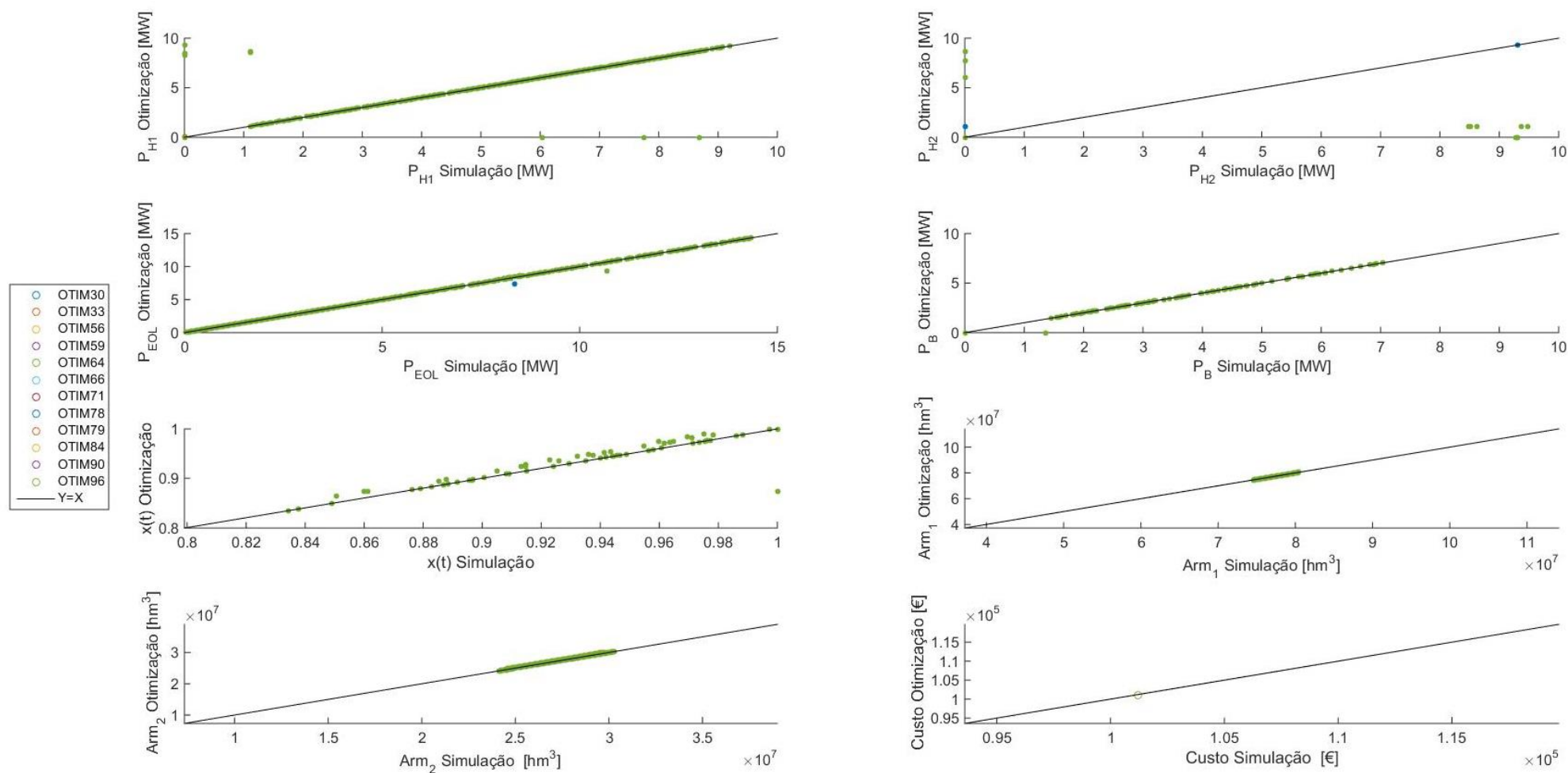


Figura E.9 – Comparação da potência extraída das diversas fontes de energia, dos armazenamentos das albufeiras associadas, fator de capacidade da central eólica e o custo associado para os meses agosto seleccionados

Agregação de geração de energia elétrica de origem hídrica e eólica num sistema autossuficiente

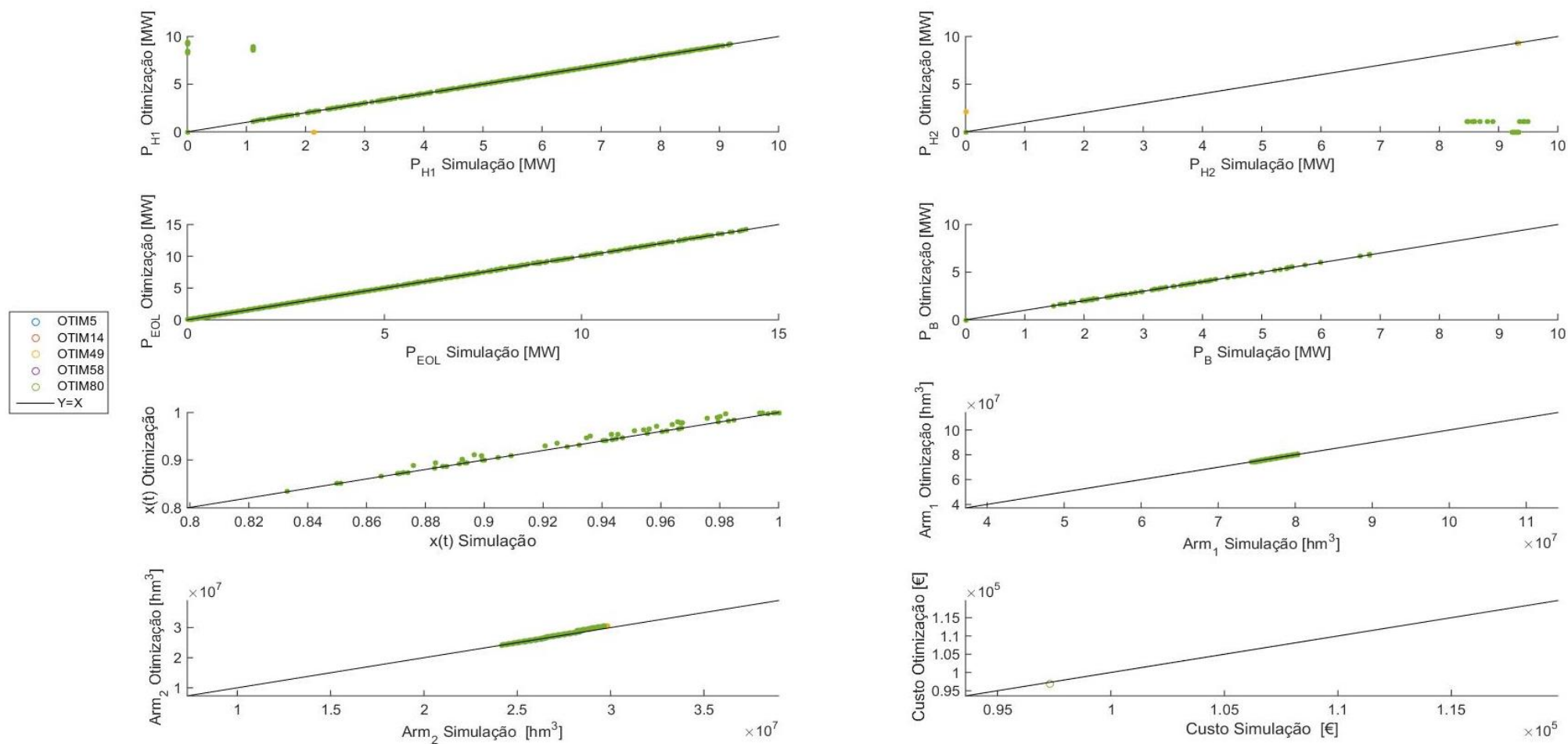


Figura E.10 –Comparação da potência extraída das diversas fontes de energia, dos armazenamentos das albufeiras associadas, fator de capacidade da central eólica e o custo associado para os meses setembro selecionados

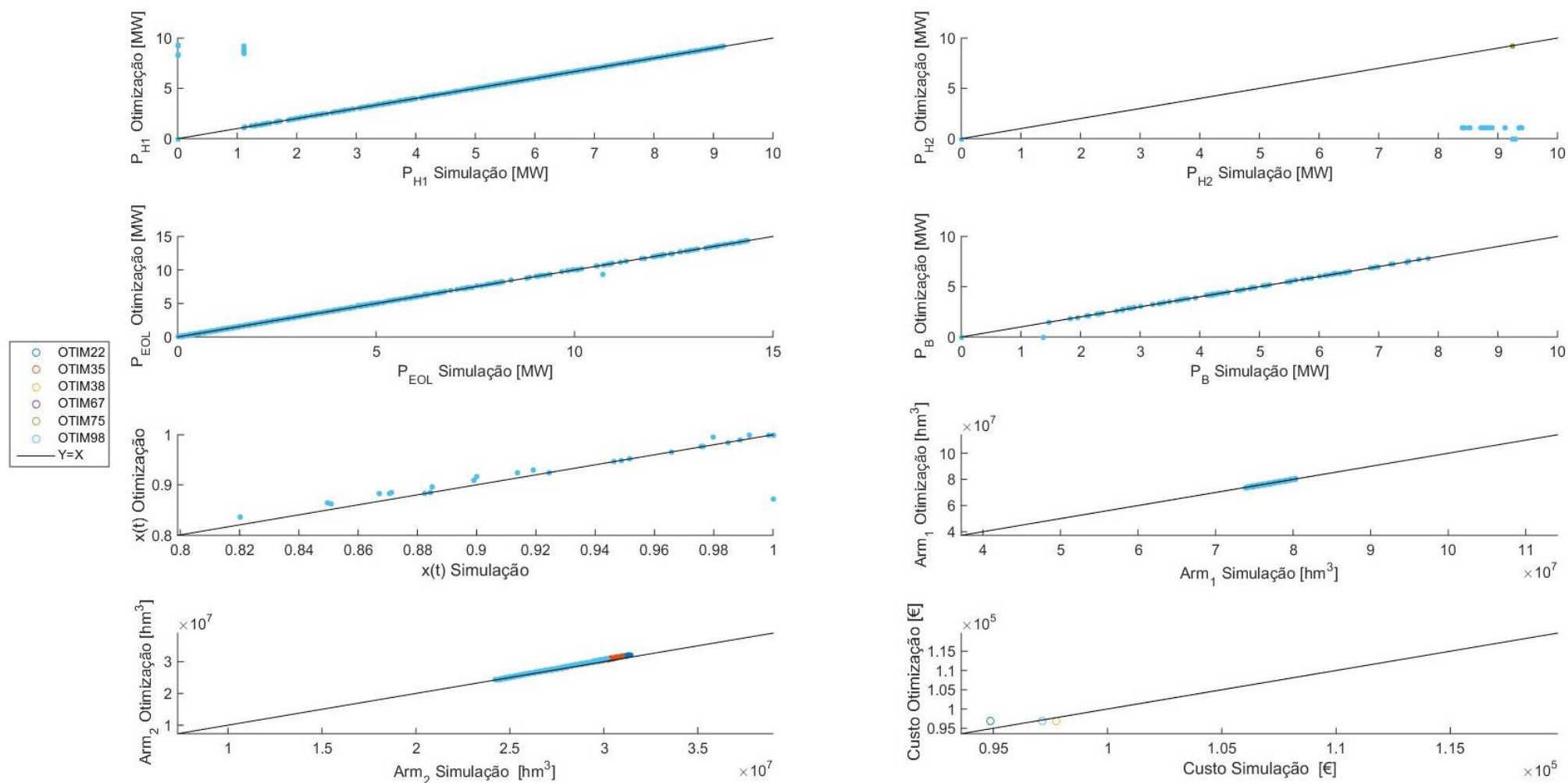


Figura E.11 – Comparação da potência extraída das diversas fontes de energia, dos armazenamentos das albufeiras associadas, fator de capacidade da central eólica e o custo associado para os meses outubro selecionados

Agregação de geração de energia elétrica de origem hídrica e eólica num sistema autossuficiente

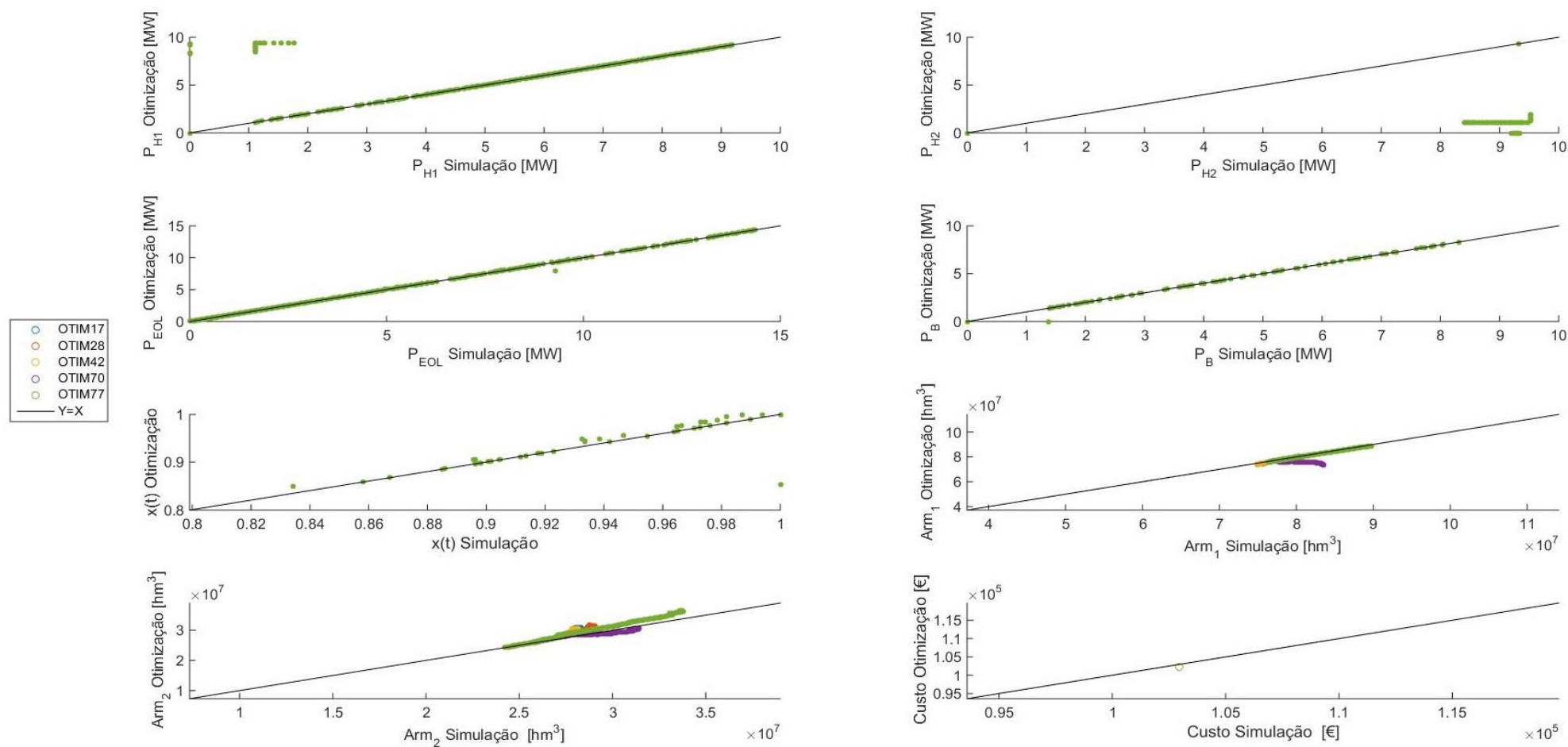


Figura E.12 – Comparação da potência extraída das diversas fontes de energia, dos armazenamentos das albufeiras associadas, fator de capacidade da central eólica e o custo associado para os meses novembro seleccionados

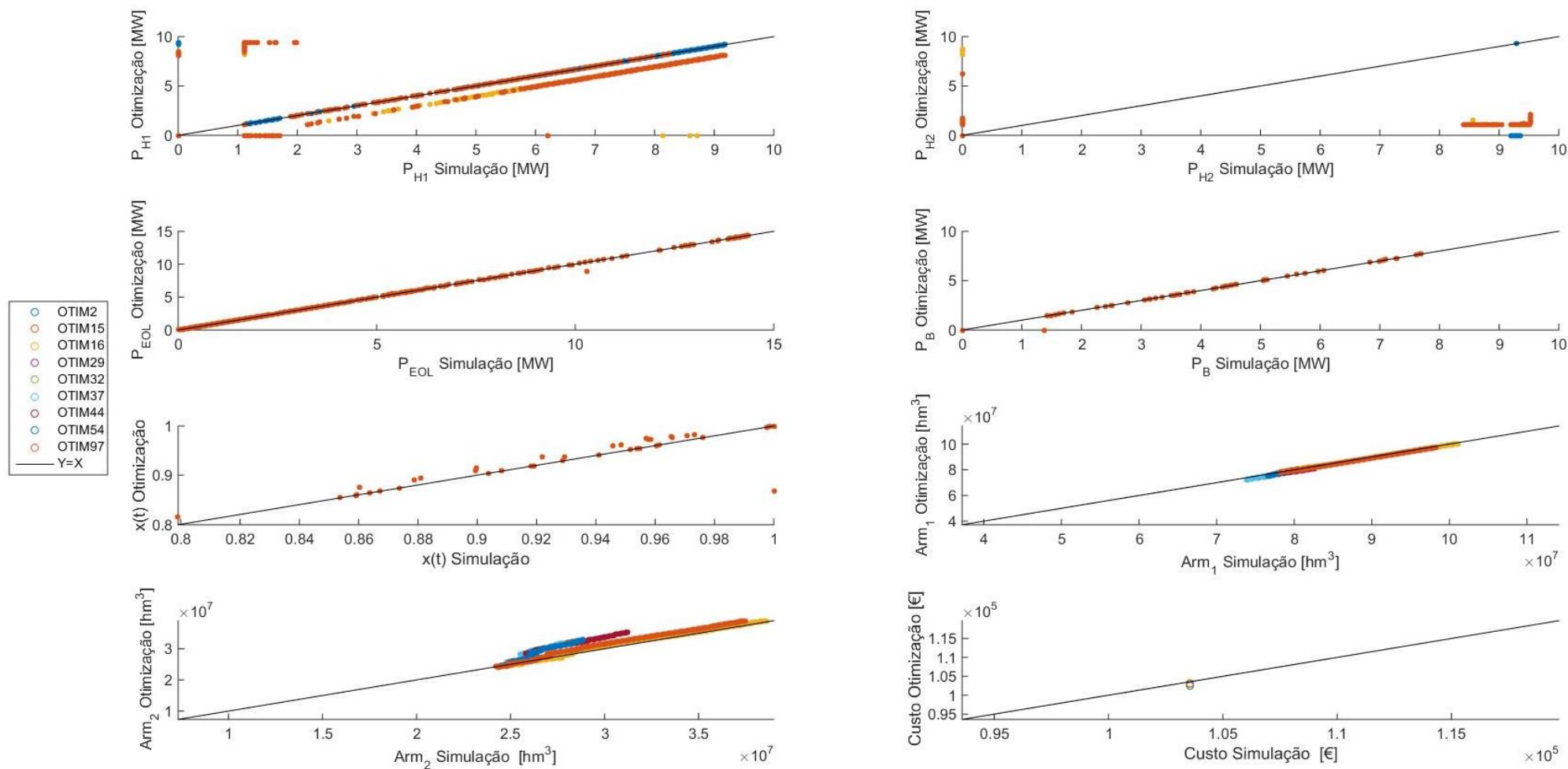


Figura E.13 – Comparação da potência extraída das diversas fontes de energia, dos armazenamentos das albufeiras associadas, fator de capacidade da central eólica e o custo associado para os meses de dezembro selecionados.